



TRANSALTA CORPORATION

COMMUNIQUÉ DE PRESSE

TransAlta annonce des résultats record pour l'exercice et le quatrième trimestre

- Le résultat par action aux fins de comparaison¹ en 2007 a augmenté d'environ 13 % pour s'établir à 1,31 \$ contre 1,16 \$ en 2006
- Les flux de trésorerie d'exploitation de 2007 ont été de 847,2 millions de dollars
- Le résultat par action aux fins de comparaison¹ pour le quatrième trimestre de 2007 a été de 0,51 \$ contre 0,46 \$ pour la période correspondante de 2006
- Les flux de trésorerie d'exploitation du quatrième trimestre de 2007 ont été de 192,5 millions de dollars

CALGARY, Alberta (1^{er} février 2008) – TransAlta Corporation («TransAlta») (TSX : TA; NYSE : TAC) a annoncé aujourd'hui un bénéfice aux fins de comparaison en 2007 de 264,3 millions de dollars (1,31 \$ l'action) contre 233,8 millions de dollars (1,16 \$ l'action) en 2006. La croissance à deux chiffres du bénéfice par rapport à l'exercice précédent découle principalement de la solide production de la centrale au charbon de Centralia ainsi que des prix plus élevés et des coûts du combustible moins importants. Le bénéfice aux fins de comparaison comprend une perte liée à l'évaluation à la valeur du marché de 28,9 millions de dollars (0,09 \$ l'action) en 2007 et un gain de 35,5 millions de dollars (0,12 \$ l'action) en 2006.

En 2007, le bénéfice net, y compris des éléments non récurrents, s'est établi à 308,8 millions de dollars (1,53 \$ l'action), comparativement à 44,9 millions de dollars (0,22 \$ l'action) en 2006. Le bénéfice net de 2007 comprend un gain non récurrent d'environ 66,1 millions de dollars (0,33 \$ l'action) découlant de la promulgation du projet de loi C-28 qui a réduit le taux d'imposition des sociétés fédéral canadien, et de changements de nos charges d'impôts. Le bénéfice net comprend aussi un gain de 10,2 millions de dollars (0,05 \$ l'action) sur la vente de matériel de la centrale au charbon de Centralia. Ces gains ont été en partie contrebalancés par une charge de 28,2 millions de dollars (0,14 \$ l'action) liée à une modification apportée à la loi fiscale mexicaine. Le bénéfice net de 2006 avait subi l'incidence d'une charge après impôts de 153,6 millions de dollars (0,76 \$ l'action) liée à la décision de cesser les activités minières à la mine Centralia de TransAlta à Washington, d'une charge de 84,4 millions de dollars (0,42 \$ l'action) liée à la dépréciation de la centrale au gaz de Centralia et de gains non récurrents de 55,3 millions de dollars (0,27 \$ l'action) liés à des modifications fiscales canadiennes.

Les flux de trésorerie d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2007 ont été de 847,2 millions de dollars contre 489,6 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. L'augmentation des flux de trésorerie d'exploitation en 2007 a découlé du bénéfice en trésorerie plus élevé et de l'amélioration du fonds de roulement. En comparaison, en 2006, des flux de trésorerie avaient été affectés à la constitution de stocks de charbon à Centralia. Les flux de trésorerie d'exploitation de 2007 comprennent aussi un paiement de 185 millions de dollars reçu le 2 janvier 2007 lié aux produits tirés de CAÉ. Ce montant a été en partie contrebalancé par des produits de 2007 de 115,5 millions de dollars reçus le 2 janvier 2008. Bien qu'il y ait une variation du calendrier des flux de trésorerie liés aux CAÉ, des encaissements de produits pour 12 mois ont été reçus pendant 2007.

Steve Snyder, président et chef de la direction de TransAlta, a déclaré : «L'exercice 2007 a été un autre exercice solide pour TransAlta. Nous avons réalisé une augmentation de 13 % du résultat par action aux fins de comparaison et des flux de trésorerie record. L'augmentation du bénéfice aux fins de comparaison découle principalement de nos activités de production, qui ont affiché des rendements solides, surtout en raison de la hausse des marges brutes des activités de la centrale au charbon de Centralia et de l'amélioration des conditions du marché dans nos principaux marchés de l'Alberta et de la région nord-ouest du Pacifique.»

«Comme en témoignent ces résultats, notre stratégie de création de valeur pour les actionnaires fonctionne. Nous croyons que cette stratégie permet d'atteindre un équilibre efficace entre les dividendes, le rachat d'actions, l'optimisation du portefeuille et l'investissement

¹ Le bénéfice aux fins de comparaison n'est pas défini selon les PCGR du Canada. La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 26 du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur le bénéfice aux fins de comparaison, y compris un rapprochement au bénéfice net.

dans la croissance future. Nous maintiendrons l'accent mis sur une solide exécution. Compte tenu d'un portefeuille d'actifs de production d'énergie diversifiés côté combustible, d'un bilan solide et d'une équipe chevronnée, nous sommes d'avis que TransAlta est bien positionnée à titre de société de production d'électricité de gros régionale de premier plan dans l'Ouest.»

Au quatrième trimestre de 2007, TransAlta a affiché un bénéfice aux fins de comparaison de 102,6 millions de dollars (0,51 \$ l'action) comparativement à 92,0 millions de dollars (0,46 \$ l'action) au quatrième trimestre de 2006. Cette augmentation du bénéfice aux fins de comparaison découle d'une augmentation de 15,2 millions de dollars de la marge brute avant l'évaluation à la valeur du marché de nos activités de production en raison d'une production accrue dans l'Ouest et l'Est du Canada, et d'une hausse des prix et d'une baisse des coûts du combustible à la centrale au charbon de Centralia. Le bénéfice aux fins de comparaison comprend des gains liés à l'évaluation à la valeur du marché de 4,0 millions de dollars et de 35,5 millions de dollars respectivement en 2007 et 2006. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2007 s'est établi à 129,5 millions de dollars (0,64 \$ l'action) comparativement à une perte de 146,0 millions de dollars (0,72 \$ l'action) en 2006.

Les flux de trésorerie d'exploitation du quatrième trimestre de 2007 ont été de 192,5 millions de dollars, soit une augmentation de 114,8 millions de dollars contre 77,7 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2006. La hausse découle du bénéfice en trésorerie plus élevé en 2007 de même que de l'amélioration du fonds de roulement.

La disponibilité de notre parc pour l'exercice a été de 87,2 % comparativement à 89,0 % en 2006. La diminution de la disponibilité est imputable aux déclassements prévus de la centrale au charbon de Centralia au cours de la période de transition vers le charbon du bassin de la Powder River d'un tiers. Après rajustement pour tenir compte des déclassements de la centrale au charbon de Centralia, la disponibilité du parc a été de 90,5 %. La disponibilité du parc pour le quatrième trimestre a augmenté pour s'établir à 91,8 % comparativement à 89,9 % au quatrième trimestre de 2006, en raison d'interruptions prévues et imprévues moins fréquentes. En excluant les déclassements de la centrale au charbon de Centralia, la disponibilité pour le trimestre s'est établie à 94,0 %.

TransAlta tiendra une conférence téléphonique et une webémission aujourd'hui à 9 h HNR (11 h HNE) portant sur les résultats de l'exercice et du quatrième trimestre de 2007. La conférence téléphonique commencera par une brève allocution de Steve Snyder, président et chef de la direction, et de Brian Burden, vice-président à la direction et chef des finances, et sera suivie d'une période de questions à l'intention des analystes financiers, des investisseurs et des autres parties intéressées. Cette période de questions sera immédiatement suivie d'une période de questions à l'intention des médias.

Veuillez communiquer avec le téléphoniste cinq minutes avant le début de la conférence téléphonique et lui préciser qu'il s'agit de la société TransAlta Corporation et que l'animatrice se nomme Jennifer Pierce.

Numéros à composer :

Pour les participants de Calgary – 403-232-6311

Pour les participants de Toronto – 416-883-0139

Numéro sans frais pour les participants d'Amérique du Nord – 1-888-458-1598

Mot de passe des participants – 26326#

Un lien vers la webémission en direct sera disponible sur le site Web de TransAlta, au www.Transalta.com, sous l'onglet *Web Casts* de la section des relations avec les investisseurs. Si vous n'êtes pas en mesure de participer à l'appel, vous pourrez accéder à son enregistrement en composant le 1-877-653-0545, code d'accès de TransAlta 603020#. Une transcription de l'appel sera publiée sur le site de TransAlta environ une journée après la conférence téléphonique.

Note : Si vous utilisez un poste téléphonique mains libres, décrochez le combiné et faites le un pour poser une question.

TransAlta est une société de production et de commercialisation de gros d'énergie axée sur la création d'une valeur à long terme pour les actionnaires. Nous maintenons un profil de risque peu élevé grâce à un portefeuille d'actifs en grande partie exploités à contrats au Canada, aux États-Unis, au Mexique et en Australie. Nous mettons l'accent sur l'exploitation efficiente de nos centrales alimentées au charbon et au gaz, hydroélectriques et d'énergie renouvelable en vue de fournir à notre clientèle une source d'énergie fiable à faible coût. Depuis près de

100 ans, nous exerçons nos activités de manière responsable et nous sommes fiers de contribuer aux collectivités au sein desquelles nous travaillons et vivons.

Le présent communiqué de presse peut renfermer des énoncés prospectifs, notamment des énoncés concernant les activités et le rendement financier attendu de TransAlta Corporation. Ces énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Ces énoncés sont assujettis à un certain nombre de risques et d'incertitudes qui peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés par les énoncés prospectifs. Certains des facteurs qui pourraient entraîner cet écart comprennent les faits nouveaux en matière de lois ou de réglementations, la concurrence, les activités des marchés financiers mondiaux, les modifications apportées aux taux d'intérêt, les taux de change, les niveaux d'inflation et la conjoncture économique générale des régions géographiques dans lesquelles TransAlta Corporation exerce ses activités.

Note : Tous les chiffres sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Pour de plus amples renseignements :

Médias

Michael Lawrence

Conseiller principal, Relations avec les médias

Téléphone : 403-267-7330

Courriel : michael_lawrence@transalta.com

Investisseurs

Jennifer Pierce

Directrice, Relations avec les investisseurs

Téléphone : 1-800-387-3598 au Canada et aux États-Unis

Téléphone : 403-267-7622

Courriel : investor_relations@transalta.com

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Expansion de l'entreprise et commercialisation. Nos secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers et juridiques, des services de réglementation, des services de trésorerie, des services de santé et de sécurité environnementale, des services de développement durable, des services de communications de l'entreprise, des services de relations avec les gouvernements, des services de technologie de l'information et de ressources humaines, des services de vérification interne ainsi que d'autres services administratifs.

Dans le communiqué de presse, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les postes pertinents de l'état des résultats et du bilan. Tous les montants en dollars des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action, à moins d'indication contraire.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données d'exploitation :

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Disponibilité (%)	91,8	89,9	87,2	89,0
Production (GWh)	13 440	13 298	50 395	48 213
Produits	782,9 \$	752,0 \$	2 774,7 \$	2 677,6 \$
Marge brute ¹	434,9 \$	404,4 \$	1 544,0 \$	1 491,4 \$
Bénéfice d'exploitation avant frais de fermeture de mine et perte de valeur ¹	183,5 \$	150,6 \$	541,1 \$	478,5 \$
Frais de fermeture de mine	-	(191,9)	-	(191,9)
Perte de valeur d'actifs	-	(130,0)	-	(130,0)
Bénéfice (perte) d'exploitation ¹	183,5 \$	(171,3) \$	541,1 \$	156,6 \$
Bénéfice net (perte nette)	129,5 \$	(146,0) \$	308,8 \$	44,9 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,64 \$	(0,72) \$	1,53 \$	0,22 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	192,5 \$	77,7 \$	847,2 \$	489,6 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	0,25 \$	0,25 \$	1,00 \$	1,00 \$

	31 décembre 2007	31 décembre 2006
Total de l'actif	7 178,7 \$	7 460,1 \$
Total des passifs financiers à long terme	2 880,7 \$	3 094,1 \$

BÉNÉFICE NET

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice net présenté a augmenté pour s'établir à 129,5 millions de dollars, contre une perte de 146,0 millions de dollars, et a augmenté pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 pour s'établir à 308,8 millions de dollars, comparativement à 44,9 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2006. Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice aux fins de comparaison² s'est établi à 102,6 millions de dollars (0,51 \$ l'action ordinaire) en regard de 92,0 millions de dollars (0,46 \$ l'action ordinaire) pour la période correspondante de 2006. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le bénéfice aux fins de

1 La marge brute et le bénéfice d'exploitation ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 26 du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement au bénéfice net.

2 Le bénéfice aux fins de comparaison n'est pas défini selon les PCGR du Canada. La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 26 du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur le bénéfice aux fins de comparaison, y compris un rapprochement au bénéfice net.

comparaison s'est établi à 264,3 millions de dollars (1,31 \$ l'action ordinaire) en regard de 233,8 millions de dollars (1,16 \$ l'action ordinaire) pour la période correspondante de 2006.

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trimestre terminés les 31 décembre	Exercices terminés les 31 décembre
Bénéfice net (perte nette) de 2006	(146,0) \$	44,9 \$
Augmentation des marges brutes du secteur Production (avant les gains et les pertes liés à l'évaluation à la valeur du marché)	15,2	83,2
Pertes du secteur Production liées à l'évaluation à la valeur du marché	(31,5)	(64,4)
Dépréciation des stocks de charbon au coût ou à la valeur de marché, selon le moindre des deux montants (2006)	44,4	44,4
Augmentation (diminution) des marges du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	2,4	(10,6)
Diminution des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	5,9	4,5
(Augmentation) diminution de la dotation aux amortissements	(4,1)	4,4
Frais de fermeture de la mine Centralia (2006)	191,9	191,9
Perte de valeur d'actifs (2006)	130,0	130,0
Gain sur la vente de matériel minier de Centralia	0,6	15,7
Diminution des intérêts débiteurs nets	10,7	35,2
Augmentation de la quote-part de la perte de sociétés satellites	(18,7)	(32,5)
Diminution des participations sans contrôle	1,4	3,5
Augmentation de la charge d'impôts	(72,6)	(146,2)
Divers	(0,1)	4,8
Bénéfice net de 2007	129,5 \$	308,8 \$

Les marges brutes du secteur Production, avant la variation attribuable aux évaluations à la valeur du marché, ont augmenté de 15,2 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, en raison d'une baisse des interruptions prévues et d'une production accrue dans l'Ouest et l'Est du Canada, de même que de prix contractuels favorables et de coûts du charbon moins élevés à la centrale au charbon de Centralia, en partie contrebalancés par une hausse des coûts du charbon et de prix moins élevés dans l'Ouest du Canada et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les marges brutes du secteur Production, avant la variation attribuable aux évaluations à la valeur du marché, ont augmenté de 83,2 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, en raison d'une baisse des interruptions prévues dans l'Ouest du Canada jumelée à des prix plus favorables, à une production accrue et à une baisse des prix du combustible à la centrale au charbon de Centralia, en partie contrebalancées par une hausse des coûts du charbon et des interruptions imprévues plus fréquentes dans l'Ouest du Canada et par le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Certains contrats de notre parc du secteur Production ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, ou nous avons choisi de ne pas désigner ces contrats à titre de couvertures. Pour ces contrats, nous constatons les gains et les pertes liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant des variations des prix à terme. Ces variations de prix à terme ne touchent en rien le montant du règlement final reçu aux termes de ces contrats. La juste valeur de contrats futurs continuera de fluctuer selon les variations des prix du marché. Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, nous avons constaté des gains liés à l'évaluation à la valeur du marché avant impôts de 4,0 millions de dollars et, pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, nous avons constaté des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché avant impôts de 28,9 millions de dollars à la suite des variations des prix à terme. Ces montants ont représenté une augmentation des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché de 31,5 millions de dollars et de 64,4 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont augmenté de 2,4 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2006, en raison d'une hausse des résultats de la région de l'Ouest. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les marges brutes ont reculé de 10,6 millions de dollars comparativement à la période

correspondante en 2006, en raison de la baisse des marges pour le gaz et la région de l'Est en 2007 attribuable à la volatilité du marché du gaz naturel et au raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 ont diminué de 5,9 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006, en raison d'une baisse des dépenses d'exploitation du parc du secteur Production, et d'un raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contrebalancés par des coûts d'entretien planifié et une charge de rémunération à base d'actions plus élevés découlant de l'augmentation du cours de l'action.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 4,5 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006, surtout en raison de dépenses d'exploitation moins élevées du parc du secteur Production et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contrebalancés par l'incidence de l'acheminement économique à la centrale au charbon de Centralia («centrale au charbon de Centralia») au deuxième trimestre de 2006, de l'investissement plus élevé dans notre infrastructure de technologie et de la hausse de la charge de rémunération à base d'actions.

La dotation aux amortissements a augmenté de 4,1 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 comparativement à 2006, surtout en raison de l'incidence de la comptabilisation d'une charge de désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia imputée à l'amortissement et de la réduction de la durée de vie de certaines composantes à la centrale au charbon de Centralia en raison de modifications prévues visant à permettre à l'installation de brûler uniquement du charbon du bassin de la Powder River. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par un amortissement moins important par suite de la dépréciation de la centrale au gaz de Centralia («centrale au gaz de Centralia») comptabilisée en 2006.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la dotation aux amortissements a diminué de 4,4 millions de dollars par rapport à la même période en 2006, découlant de la dépréciation constatée en 2006 sur des turbines détenues en stock ainsi que des éléments susmentionnés.

Au cours du quatrième trimestre, nous avons vendu du matériel déjà utilisé à nos installations d'exploitation minière de Centralia dont la valeur comptabilisée était de 6,9 millions de dollars, nous avons reçu un produit de 7,5 millions de dollars et nous avons constaté un gain avant impôts de 0,6 million de dollars. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, nous avons vendu du matériel dont la valeur comptabilisée s'élevait à 31,2 millions de dollars, reçu un produit de 46,9 millions de dollars et constaté un gain avant impôts de 15,7 millions de dollars.

En 2006, TransAlta a comptabilisé des frais de fermeture de mine liés à l'arrêt des activités minières à la centrale au charbon de Centralia. La charge avant impôts s'est établie à 236,3 millions de dollars, composée de frais de fermeture de 191,9 millions de dollars et d'une dépréciation de 44,4 millions de dollars des stocks de charbon évalués au coût ou à la valeur du marché, selon le moindre des deux montants, qui a été comptabilisée dans le coût des ventes. Aussi, en 2006, nous avons comptabilisé une perte de valeur avant impôts de 130,0 millions de dollars à l'égard de notre installation au gaz de Centralia.

Pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, le montant net des intérêts débiteurs a reculé respectivement de 10,7 millions de dollars et 35,2 millions de dollars, en raison surtout de la diminution du degré d'endettement, des intérêts créditeurs accrus sur les dépôts au comptant et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, la dette nette¹ a respectivement augmenté de 10,1 millions de dollars et reculé de 233,3 millions de dollars. Des titres privilégiés de 175,0 millions de dollars ont été remboursés au premier trimestre de 2007 et une dette à long terme de 216,6 millions de dollars a été remboursée au quatrième trimestre de 2007.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la quote-part de la perte de sociétés satellites a augmenté de 18,7 millions de dollars en raison de modifications apportées aux lois fiscales mexicaines applicables, de marges moins élevées et d'intérêts débiteurs plus élevés découlant du refinancement de ces filiales, en partie contrebalancés par la constatation de frais de financement reportés en 2006.

¹ La dette nette correspond à la dette à court terme plus la dette à long terme et les titres privilégiés, et comprend la tranche à court terme moins la trésorerie.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la quote-part de la perte de sociétés satellites a augmenté de 32,5 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006, en raison des éléments susmentionnés.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, les participations sans contrôle ont reculé de 1,4 million de dollars en raison d'une baisse du bénéfice à TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), surtout à cause d'une diminution des marges à Sheerness, compensée en partie par une hausse des marges à Windsor.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les participations sans contrôle ont diminué de 3,5 millions de dollars en raison d'une baisse du bénéfice à TA Cogen découlant d'un recul des marges à Sheerness et à Ottawa, compensé en partie par une hausse des marges à Meridian.

Les impôts sur les bénéfices ont augmenté comparativement à la période correspondante de 2006, en raison d'un bénéfice avant impôts supérieur en 2007, d'avantages moins importants découlant de réductions de taux d'imposition relatifs à des périodes antérieures, et de recouvrements d'impôts sur la perte de valeur d'actifs et les frais de fermeture de mine de 2006, en partie contrebalancés par un recouvrement découlant de l'issue de positions fiscales incertaines en 2007. Après ajustement selon ces éléments, les taux d'imposition effectifs pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 ont été respectivement de 23,0 % et 24,2 %, comparativement à 22,6 % et 20,7 % pour les périodes correspondantes en 2006.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 ont augmenté de 114,8 millions de dollars par rapport à la période correspondante en 2006, en raison surtout d'une hausse du bénéfice en trésorerie en 2007, en partie contrebalancée par le calendrier de recouvrements des créances en 2007. Le 2 janvier 2008, nous avons reçus des paiements de 115,5 millions de dollars liés à des produits gagnés en 2007, comme il est prévu aux contrats, et ces paiements apparaîtront dans les flux de trésorerie du premier trimestre de 2008. Bien que le calendrier des encaissements soit variable, nous avons reçu 12 mois de paiements de produits tirés des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») au cours de 2007.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 ont augmenté de 357,6 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006, surtout en raison d'une hausse du bénéfice en trésorerie, moins les liquidités affectées en 2007 puisqu'en 2006, nous avons affecté des fonds supplémentaires à la constitution d'un stock de charbon à la centrale au charbon de Centralia, ainsi que du recouvrement des produits de novembre 2006, comme il est prévu aux contrats, en janvier 2007, en partie contrebalancés par les paiements reçus le 2 janvier 2008 liés aux produits de novembre 2007. Au cours du quatrième trimestre, trois mois de paiements de produits ont été reçus.

Au 31 décembre 2007, le ratio de notre dette totale (y compris la dette sans recours) sur le capital investi¹ était de 46,8 % (44,2 %, compte non tenu de la dette sans recours et des liquidités soumises à restrictions). Ce ratio est comparable au ratio de 44,2 % du 31 décembre 2006 (41,0 %, compte non tenu de la dette sans recours).

¹ Il s'agit d'une mesure non conforme aux PCGR. Le ratio est défini comme (dette à court terme + dette à long terme – encaisse et placements productifs d'intérêts) / (dette + titres privilégiés + participations sans contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires).

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trimestre terminé le 31 décembre 2007

Modification du taux d'imposition

Le 14 décembre 2007, le projet de loi C-28 a reçu la sanction royale, abaissant le taux d'imposition des sociétés fédéral à 15 % d'ici 2012. Par conséquent, cette modification a entraîné une économie d'impôts futurs de 40,0 millions de dollars qui a été comptabilisée dans les résultats du quatrième trimestre.

TransAlta Énergie

Le 6 décembre 2007, Cheung Kong Infrastructure Holdings Limited («CKI») a annoncé qu'elle avait acquitté son acquisition de la totalité des parts de société en commandite simple de TransAlta Power, L.P., au prix de 8,38 \$ au comptant la part. L'opération a été évaluée à environ 629 millions de dollars, et n'a pas eu d'incidence importante sur TransAlta.

Exercice terminé le 31 décembre 2007

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 11 septembre 2007, nous avons annoncé un prolongement de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Nous pouvons racheter jusqu'à 20,2 millions de dollars de nos actions ordinaires ou environ 10 % des 202,0 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2007 à des fins d'annulation. L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2007 a commencé le 3 mai 2007 et se poursuivra jusqu'au 2 mai 2008. Les rachats seront effectués librement sur la Bourse de Toronto au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007, nous avons acquis respectivement 1 468 200 et 2 371 800 actions à un prix moyen de 32,79 \$ et 31,59 \$ l'action. Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable de 8,92 \$ l'action, entraînant une réduction des bénéfices non répartis de 53,8 millions de dollars.

	Trimestre terminé le 31 décembre 2007	Exercice terminé le 31 décembre 2007
Total des actions acquises	1 468 200	2 371 800
Prix d'acquisition moyen par action	32,79 \$	31,59 \$
Montant payé au comptant total	48,1 \$	74,9 \$
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	13,1	21,1
Réduction des bénéfices non répartis	35,0 \$	53,8 \$

Contrat d'achat d'électricité conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick

Le 19 janvier 2007, nous avons annoncé la signature d'un contrat de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick («Énergie Nouveau-Brunswick») visant la livraison de 75 MW d'énergie éolienne. Nous construirons, détiendrons et exploiterons un parc éolien au Nouveau-Brunswick («Kent Hills»). Les activités commerciales devraient débuter d'ici la fin de 2008.

Le 17 juillet 2007, nous avons modifié notre contrat d'achat d'électricité avec Énergie Nouveau-Brunswick afin de faire passer la capacité de 75 MW à 96 MW. En conséquence, le total des coûts en capital du projet de parc éolien de Kent Hills augmentera aussi de 40 millions de dollars, pour s'établir à 170 millions de dollars. Nous avons également signé un contrat d'achat-vente avec Vector Wind Energy, filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers Inc., portant sur son parc éolien de Fairfield Hill.

Accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance

Au cours du troisième trimestre, nous avons terminé l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance. Une évaluation finale a été effectuée au quatrième trimestre de 2007 et la capacité de production ajoutée par suite de cet accroissement est de 53 MW.

Normes concernant les émissions de gaz à effet de serre

La *Climate Change and Emissions Management Amendment Act* (modification de la *Loi sur les changements climatiques et la gestion des émissions*) a été adoptée en Alberta en date du 1^{er} juillet 2007. En vertu de cette loi, les seuils initiaux et les objectifs concernant les volumes des émissions de gaz à effet de serre («GES») sont fixés individuellement pour chacune des centrales. La Loi exige une réduction du volume des émissions de carbone de 12 % par rapport au seuil initial établi le 31 décembre 2007. Les nouvelles centrales ou celles qui sont exploitées depuis moins de trois ans en sont exemptées; cependant, dès la quatrième année d'exploitation, le seuil initial de la centrale est établi et graduellement réduit au fil des ans jusqu'à la huitième année, où les émissions doivent se situer 12 % sous le seuil initial établi. Les émissions qui dépassent le seuil initial feront l'objet de charges exigibles annuellement. Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer la plupart des coûts d'observation auprès des clients des CAÉ. Compte tenu de cette possibilité de recouvrement, les coûts nets d'observation se sont élevés à 1,4 million de dollars pour 2007 et sont estimés à environ 5 millions de dollars par année par la suite jusqu'à ce que nous soyons en mesure d'atteindre les objectifs d'émission de GES stipulés dans la Loi.

Achat d'une pelle à benne traînante

Le 21 juin 2007, TransAlta Utilities Corporation, une filiale en propriété exclusive, a conclu une entente avec Bucyrus Canada Limited et Bucyrus International Inc. portant sur l'achat d'une pelle à benne traînante devant être utilisée surtout pour l'approvisionnement en charbon dans le cadre du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3. Les coûts d'achat totaux de la pelle sont d'environ 150 millions de dollars, les paiements finaux pour des biens et services étant exigibles au plus tard en mai 2010. Le total des paiements versés en vertu de cette entente en 2007 s'est établi à 18,0 millions de dollars.

Centrale électrique de Keephills 3

Le 26 février 2007, nous avons annoncé la construction de la centrale alimentée au charbon de 450 MW de Keephills 3. La centrale sera mise en valeur conjointement par EPCOR Utilities Inc. («EPCOR») et par nous. Le coût en capital du projet devrait se situer autour de 1,6 milliard de dollars, y compris le capital de la mine correspondante, et les activités commerciales devraient débuter au premier trimestre de 2011. Nous détenons une participation de 50 % dans cette unité.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Dividende

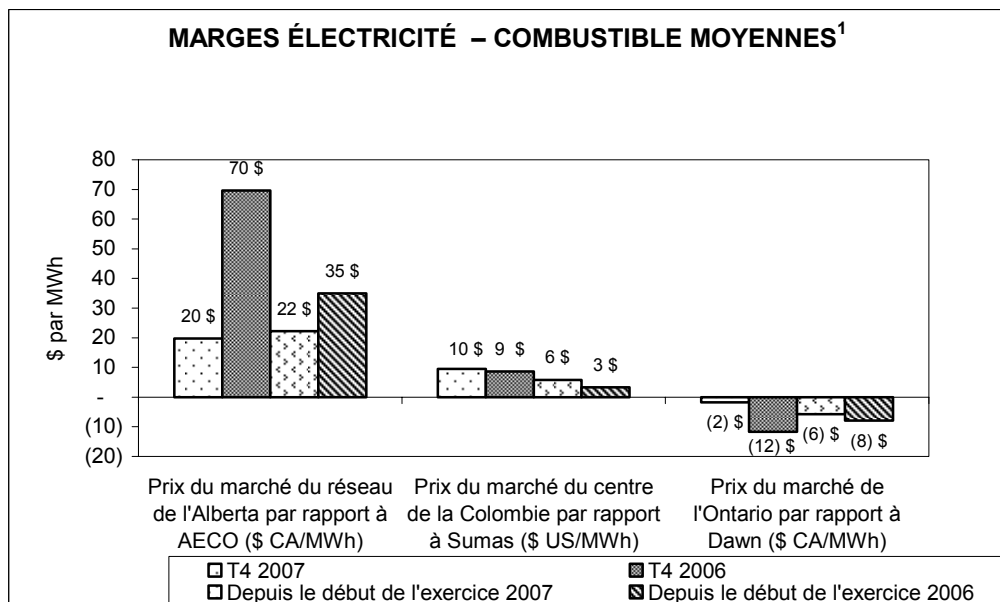
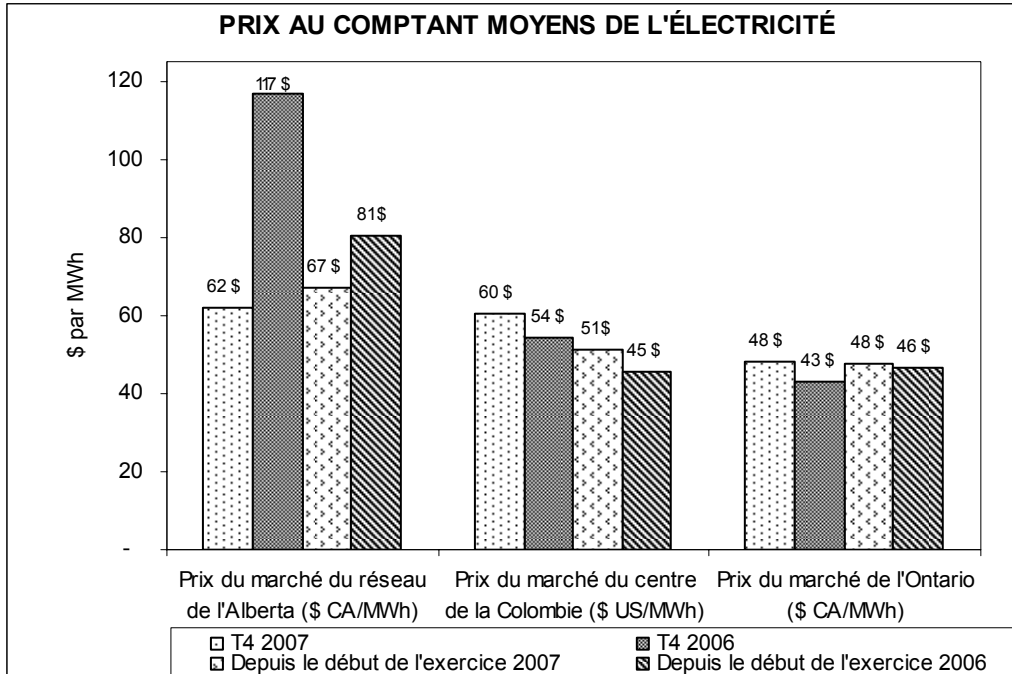
Le 31 janvier 2008, notre conseil d'administration a approuvé une augmentation de 1,00 \$ à 1,08 \$ l'action du dividende annuel sur les actions ordinaires. Notre conseil a également déclaré un dividende trimestriel de 0,27 \$ l'action sur les actions ordinaires payables le 1^{er} avril 2008 aux actionnaires inscrits à la date de clôture du 1^{er} mars 2008.

Émissions de gaz à effet de serre

Le 24 janvier 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé son intention de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 14 % sous les niveaux de 2005 d'ici 2050 au moyen de la conception et de la mise en œuvre de technologies de capture et de stockage du carbone, du développement de programmes de conservation et d'efficacité énergétique, et au moyen d'investissements accrus dans des technologies d'énergie propre. La première étape de ce programme vise à créer des groupes de discussion ou de travail axés sur chacun de ces trois aspects et à développer des plans d'action. Nous évaluons l'incidence de cette proposition sur nos activités et sur nos propres investissements dans les technologies et programmes environnementaux. Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

PRIX DU MARCHÉ ET MARGES ÉLECTRICITÉ-COMBUSTIBLE

Les variations du prix de l'électricité, du gaz naturel et des marges électricité-combustible qui en résultent dans nos trois principaux marchés – Alberta, Ontario et la région du nord-ouest du Pacifique des États-Unis – touchent nos activités de production et nos opérations sur les produits énergétiques. Les prix au comptant moyens de l'électricité et les marges électricité-combustible de ces marchés sont présentés dans les graphiques qui suivent :



¹ Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Pour le quatrième trimestre, les prix au comptant en Alberta ont reculé de près de 50 % par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de l'absence de périodes de prix de pointe extrêmes et de températures anormalement douces. Il y a eu une légère augmentation des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique et ceux de l'Ontario sont demeurés sensiblement les mêmes par rapport à la période correspondante de 2006. Les marges électricité-combustible ont diminué en Alberta, augmentant légèrement en Ontario et demeurant stables dans la région du nord-ouest du Pacifique pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 comparativement à la période correspondante de 2006. L'incidence de ces prix sur les marges de nos centrales de production et de nos activités de négociation est décrite en détail ci-après.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Les résultats d'exploitation par secteur de TransAlta sont présentés ci-après.

Trimestre terminé le 31 décembre 2007	Expansion de l'entreprise et			Total
	Production	commercialisation	Siège social	
Produits	770,2 \$	12,7 \$	- \$	782,9 \$
Combustible et achats d'électricité	(348,0)	-	-	(348,0)
Marge brute	422,2	12,7	-	434,9
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	106,0	7,1	26,6	139,7
Amortissement	103,0	0,3	3,7	107,0
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4,6	-	0,1	4,7
Répartition des coûts intersectoriels	6,8	(6,8)	-	-
Charges d'exploitation	220,4	0,6	30,4	251,4
Bénéfice (perte) d'exploitation	201,8 \$	12,1 \$	(30,4) \$	183,5 \$
Perte de change				(2,4)
Gain sur la vente de matériel				0,6
Intérêts débiteurs nets				(31,7)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(35,3)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				114,7 \$

Trimestre terminé le 31 décembre 2006	Expansion de l'entreprise et commercialisation			Total
	Production	et commercialisation	Siège social	
Produits	741,7 \$	10,3 \$	- \$	752,0 \$
Combustible et achats d'électricité	(347,6)	-	-	(347,6)
Marge brute	394,1	10,3	-	404,4
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	105,7	11,7	28,2	145,6
Amortissement	100,0	0,3	2,6	102,9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5,1	-	0,2	5,3
Répartition des coûts intersectoriels	6,8	(6,8)	-	-
Charges d'exploitation	217,6	5,2	31,0	253,8
Frais de fermeture de mine	191,9	-	-	191,9
Perte de valeur d'actifs	130,0	-	-	130,0
Bénéfice (perte) d'exploitation	(145,4) \$	5,1 \$	(31,0) \$	(171,3) \$
Perte de change				(1,7)
Intérêts débiteurs nets				(42,4)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(16,6)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				(232,0) \$

Exercice terminé le 31 décembre 2007	Expansion de l'entreprise et			Total
	Production	commercialisation	Siège social	
Produits	2 719,6 \$	55,1 \$	- \$	2 774,7 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 230,7)	-	-	(1 230,7)
Marge brute	1 488,9	55,1	-	1 544,0
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	446,9	33,7	96,2	576,8
Amortissement	391,3	1,4	13,2	405,9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	19,9	-	0,3	20,2
Répartition des coûts intersectoriels	27,3	(27,3)	-	-
Charges d'exploitation	885,4	7,8	109,7	1 002,9
Bénéfice (perte) d'exploitation	603,5 \$	47,3 \$	(109,7) \$	541,1 \$
Gain de change				3,2
Gain sur la vente de matériel				15,7
Intérêts débiteurs nets				(133,3)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(49,5)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				377,2 \$

Exercice terminé le 31 décembre 2006	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	2 611,9 \$	65,7 \$	- \$	2 677,6 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 186,2)	-	-	(1 186,2)
Marge brute	1 425,7	65,7	-	1 491,4
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	458,3	36,9	86,1	581,3
Amortissement	396,9	1,3	12,1	410,3
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	21,1	-	0,2	21,3
Répartition des coûts intersectoriels	27,8	(27,8)	-	-
Charges d'exploitation	904,1	10,4	98,4	1 012,9
Frais de fermeture de mine	191,9	-	-	191,9
Perte de valeur d'actifs	130,0	-	-	130,0
Bénéfice (perte) d'exploitation	199,7 \$	55,3 \$	(98,4) \$	156,6 \$
Perte de change				(0,5)
Intérêts débiteurs nets				(168,5)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(17,0)
Perte avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				(29,4) \$

PRODUCTION : Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques et les centrales alimentées au charbon et au gaz, ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau (voir l'analyse détaillée des quatre sources de revenus dans notre rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2006). Au 31 décembre 2007, le secteur Production affichait une capacité de production brute¹ en exploitation de 8 431 MW (participation nette de 8 024 MW) et une capacité de production nette de 321 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et des régions d'exploitation, consulter le rapport de gestion de notre rapport annuel de 2006.

Au cours du troisième trimestre, nous avons terminé l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance. Une évaluation finale a été effectuée au quatrième trimestre de 2007 et la capacité de production ajoutée par suite de cet accroissement est de 53 MW.

¹ TransAlta mesure la capacité comme étant la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes du secteur. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et en exploitation.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trimestres terminés les 31 décembre	2007		2006	
	Total	Par MWh installé ²	Total	Par MWh installé
Produits	770,2 \$	41,72 \$	741,7 \$	40,48 \$
Combustible et achats d'électricité	(348,0)	(18,85)	(347,6)	(18,97)
Marge brute	422,2	22,87	394,1	21,51
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	106,0	5,74	105,7	5,77
Amortissement	103,0	5,58	100,0	5,46
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4,6	0,25	5,1	0,28
Répartition des coûts intersectoriels	6,8	0,37	6,8	0,37
Charges d'exploitation	220,4	11,94	217,6	11,88
Charges d'exploitation avant frais de fermeture de mine et perte de valeur d'actifs ¹	201,8	10,93	176,5	9,63
Frais de fermeture de mine	-	-	191,9	10,47
Perte de valeur d'actifs	-	-	130,0	7,10
Bénéfice d'exploitation	201,8 \$	10,93 \$	(145,4) \$	(7,94) \$
Capacité installée (GWh)	18 462		18 322	
Production (GWh)	13 440		13 298	
Disponibilité (%)	91,8		89,9	

Exercices terminés les 31 décembre	2007		2006	
	Total	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits	2 719,6 \$	37,03 \$	2 611,9 \$	35,64 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 230,7)	(16,76)	(1 186,2)	(16,19)
Marge brute	1 488,9	20,27	1 425,7	19,45
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	446,9	6,08	458,3	6,25
Amortissement	391,3	5,33	396,9	5,42
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	19,9	0,27	21,1	0,29
Répartition des coûts intersectoriels	27,3	0,37	27,8	0,38
Charges d'exploitation	885,4	12,05	904,1	12,34
Bénéfice d'exploitation avant frais de fermeture de mine et perte de valeur d'actifs ¹	603,5	8,22	521,6	7,11
Frais de fermeture de mine	-	-	191,9	2,62
Perte de valeur d'actifs	-	-	130,0	1,77
Bénéfice d'exploitation	603,5 \$	8,22 \$	199,7 \$	2,72 \$
Capacité installée (GWh)	73 447		73 287	
Production (GWh)	50 395		48 213	
Disponibilité (%)	87,2		89,0	

1 Le bénéfice d'exploitation avant frais de fermeture de mine et perte de valeur d'actifs n'est pas défini selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 26 du présent document pour un rapprochement au bénéfice net.

2 Par le passé, nous avons présenté les marges brutes et d'autres éléments clés de l'état des résultats par MWh produit. Bien que pour des types précis de contrats, il s'agisse d'une mesure efficace de la rentabilité aux fins de comparaison entre les périodes, le niveau de production et les produits et charges connexes ne sont pas comparables d'une installation à l'autre au sein du secteur Production. Pour mieux évaluer le rendement d'ensemble du parc et le rendement du capital investi dans les actifs, nous avons présenté les résultats globaux des MWh installés, qui représentent une mesure de la capacité de l'ensemble du parc.

Disponibilité

La disponibilité pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 est passée de 89,9 % à 91,8 % par rapport à la période correspondante en 2006, surtout en raison d'une baisse des interruptions prévues à la centrale de Sarnia et aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une baisse des interruptions imprévues à la centrale au gaz de Centralia.

La disponibilité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 a diminué pour s'établir à 87,2 % en regard de 89,0 % à la période correspondante de 2006, en raison surtout du déclassement de la centrale au charbon de Centralia, surtout en raison des essais de combustion du charbon du bassin de la Powder River aux premier et deuxième trimestres de 2007 et de la hausse des interruptions imprévues dans l'Ouest du Canada. La disponibilité sous-jacente après rajustement pour déclassements à la centrale au charbon de Centralia est respectivement de 94,0 % et 90,5 % pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007.

Production

Pour le quatrième trimestre, la production a augmenté de 142 GWh comparativement à période correspondante de 2006, en raison d'interruptions prévues moins fréquentes et d'une production d'électricité excédentaire plus élevée aux centrales thermiques de l'Alberta, d'une baisse des interruptions prévues et d'une demande du marché plus élevée à Sarnia, en partie contrebalancées par une production moins importante de la centrale au gaz de Centralia et de Poplar Creek.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la production a augmenté de 2 182 GWh en raison d'une production plus élevée à la centrale au charbon de Centralia, et d'interruptions prévues moins importantes et d'une hausse de la demande du marché à Sarnia, en partie contrebalancées par des interruptions imprévues plus fréquentes aux centrales thermiques de l'Alberta.

Marges brutes du secteur Production

Les volumes de production, les produits tirés de la production d'électricité et de vapeur et les coûts du combustible et des achats d'électricité du secteur Production sont présentés ci-après par région géographique.

Trimestre terminé le 31 décembre 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	8 736	11 436	368,9 \$	122,0 \$	246,9 \$	32,26 \$	10,67 \$	21,59 \$
Est du Canada	1 059	1 793	118,1	80,5	37,6	65,87	44,90	20,97
International	3 645	5 233	283,2	145,5	137,7	54,12	27,80	26,32
	13 440	18 462	770,2 \$	348,0 \$	422,2 \$	41,72 \$	18,85 \$	22,87 \$

Trimestre terminé le 31 décembre 2006	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	8 652	11 310	373,4 \$	111,9 \$	261,5 \$	33,02 \$	9,89 \$	23,13 \$
Est du Canada	895	1 793	110,1	74,5	35,6	61,41	41,56	19,85
International	3 751	5 219	258,2	161,2	97,0	49,47	30,89	18,58
	13 298	18 322	741,7 \$	347,6 \$	394,1 \$	40,48 \$	18,97 \$	21,51 \$

Exercice terminé le 31 décembre 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	33 398	45 385	1 302,1 \$	449,4 \$	852,7 \$	28,69 \$	9,90 \$	18,79 \$
Est du Canada	3 775	7 173	442,9	302,6	140,3	61,75	42,19	19,56
International	13 222	20 889	974,6	478,7	495,9	46,66	22,92	23,74
	50 395	73 447	2 719,6 \$	1 230,7 \$	1 488,9 \$	37,03 \$	16,76 \$	20,27 \$

Exercice terminé le 31 décembre 2006	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Ouest du Canada	33 501	45 238	1 291,4 \$	402,7 \$	888,7 \$	28,55 \$	8,90 \$	19,65 \$
Est du Canada	3 353	7 174	453,6	300,4	153,2	63,23	41,87	21,36
International	11 359	20 875	866,9	483,1	383,8	41,53	23,14	18,39
	48 213	73 287	2 611,9 \$	1 186,2 \$	1 425,7 \$	35,64 \$	16,19 \$	19,45 \$

Ouest du Canada

Nos actifs de l'Ouest du Canada sont composés de 5 unités au charbon, 3 centrales alimentées au gaz, 13 centrales hydroélectriques et 3 parcs éoliens d'une capacité de production brute totalisant 5 222 MW (participation nette de 4 937 MW). Nous construisons actuellement, dans le cadre d'une coentreprise avec EPCOR, une unité alimentée au charbon de 450 MW à notre centrale de Keephills, et nous avons ajouté une capacité d'environ 53 MW à l'unité 4 de notre centrale de Sundance. L'unité additionnelle à notre centrale de Keephills devrait être mise en service en 2011.

Nos centrales de Sundance, Keephills et Sheerness ainsi que nos centrales hydroélectriques sont exploitées en vertu de CAÉ d'une capacité de production brute de 4 030 MW (participation nette de 3 835 MW). Aux termes des CAÉ, nous tirons des produits mensuels fondés sur la capacité, qui visent à recouvrer les coûts fixes et à fournir un rendement du capital investi pour nos centrales et nos mines. Nous recevons également des paiements d'énergie pour le recouvrement de coûts variables prédéterminés liés à la production d'électricité, des paiements incitatifs (ou des pénalités) si les résultats sont supérieurs (ou inférieurs) aux objectifs de disponibilité fixés et des paiements relatifs à l'énergie excédentaire qui sont fondés sur la production d'électricité dépassant la capacité convenue. La capacité supplémentaire ajoutée à ces unités, qui ne fait pas partie de la capacité visée par les CAÉ, est vendue sur le marché des produits marchands.

Nos centrales de Wabamun, Genesee 3, Summerview, de même qu'une partie de nos centrales de Poplar Creek vendent leur production sur le marché des produits marchands au comptant. Pour gérer notre risque lié à la variation des prix d'électricité au comptant et pour fixer la valeur, nous utilisons des couvertures afin de garantir les prix obtenus pour la production.

En raison de leur proximité, trois de nos unités au charbon, soit Sundance, Keephills et Wabamun, sont exploitées et gérées collectivement et sont désignées les «centrales thermiques de l'Alberta».

Nos actifs de Castle River, McBride Lake, Meridian, Fort Saskatchewan et une part importante de nos actifs de Poplar Creek tirent, en vertu de contrats à long terme, des produits provenant de paiements relatifs à la capacité ou à la production d'énergie électrique et de vapeur de même que de paiements relatifs à des services accessoires. Ces contrats sont d'une durée initiale d'au moins dix ans, et les paiements ne varient pas notablement en fonction des niveaux de production.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la production a augmenté de 84 GWh comparativement à la période correspondante de 2006 en raison d'interruptions prévues moins fréquentes (174 GWh) et d'une augmentation de la production excédentaire d'électricité (106 GWh) aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancées par des marges électricité-combustible moins élevées à Poplar Creek (40 GWh) et une baisse de la demande de CAÉ à Sheerness (74 GWh) et aux centrales thermiques de l'Alberta (65 GWh).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la production a diminué de 103 GWh en raison d'une hausse des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (586 GWh), en partie contrebalancée par l'augmentation des demandes des consommateurs à Fort Saskatchewan (148 GWh), une augmentation de la production d'hydroélectricité (149 MWh), une baisse des interruptions prévues et imprévues à Meridian (41 GWh) et une baisse des interruptions prévues aux centrales thermiques de l'Alberta (146 GWh).

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la marge brute a reculé de 14,6 millions de dollars (1,54 \$ par MWh installé) en raison d'interruptions imprévues plus fréquentes aux centrales thermiques de l'Alberta (5,3 millions de dollars), de la hausse des coûts du charbon (6,3 millions de dollars) et d'une baisse des prix (35,3 millions de dollars), en partie contrebalancées par une baisse des activités d'entretien planifié (23,9 millions de dollars) et d'une production excédentaire d'électricité plus élevée aux centrales thermiques de l'Alberta, surtout en raison de l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance (9,2 millions de dollars).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la marge brute a reculé de 36,0 millions de dollars (0,86 \$ par MWh installé) en raison de la hausse des coûts du charbon (31,6 millions de dollars), de l'augmentation des interruptions imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (40,0 millions de dollars) et de la baisse des prix (20,7 millions de dollars), en partie contrebalancées par des règlements commerciaux

favorables au deuxième trimestre (12,0 millions de dollars), des interruptions prévues moins fréquentes aux centrales thermiques de l'Alberta (15,8 millions), une augmentation de la production excédentaire d'électricité aux centrales thermiques de l'Alberta surtout en raison de l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance (10,2 millions de dollars), des interruptions prévues et imprévues moins fréquentes à Sheerness (6,2 millions de dollars) et une production favorable à Meridian (3,5 millions de dollars).

Est du Canada

Nos actifs de l'Est du Canada sont composés de quatre centrales alimentées au gaz d'une capacité de production brute totalisant 819 MW (participation nette de 697 MW). Les quatre centrales tirent toutes, en vertu de contrats à long terme, des produits provenant de paiements relatifs à la capacité ou de la production d'énergie électrique et de vapeur. Kent Hills, parc éolien de 96 MW situé au Nouveau-Brunswick, est actuellement mis en valeur et devrait amorcer ses activités commerciales en 2008.

La production pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 a augmenté de 164 GWh, principalement grâce à la hausse de la demande du marché et à la baisse des activités d'entretien planifié à Sarnia.

La production pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 a augmenté de 422 GWh en raison principalement d'une demande favorable du marché et d'activités d'entretien planifié à la baisse à Sarnia (350 GWh) et d'une augmentation de la production à Ottawa en raison des ventes de gaz au premier trimestre de 2006 (81 GWh).

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, les marges brutes ont augmenté de 2,0 millions de dollars (1,12 \$ par MWh installé) grâce à des prix contractuels favorables et à l'augmentation de la production.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les marges brutes ont diminué de 12,9 millions de dollars (1,80 \$ par MWh installé), surtout en raison du recul des ventes de gaz à Ottawa.

International

Nos actifs du secteur International regroupent des actifs au gaz, des actifs au charbon, des actifs hydroélectriques et des actifs géothermiques à divers endroits aux États-Unis d'une capacité de production brute de 2 090 MW, ainsi que des actifs alimentés au gaz et au diesel en Australie d'une capacité de production de 300 MW. De la production de nos actifs des États-Unis, 385 MW sont exploités par CE Gen, coentreprise détenue à 50 % par TransAlta.

Nos centrales au charbon et au gaz de Centralia, nos centrales de Binghamton, de Power Resources et de Skookumchuck, de même qu'une unité de notre centrale d'Imperial Valley sont des centrales marchandes. Pour réduire la volatilité et le risque au sein des marchés de produits marchands, nous avons recours à une gamme de couvertures physiques et financières pour garantir les prix obtenus pour la production électrique. Nos autres centrales internationales sont exploitées en vertu de contrats à long terme.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la production a diminué de 106 GWh en raison de marges électricité-combustible défavorables à la centrale au gaz de Centralia (82 GWh) et d'une production à la baisse à CE Gen (19 GWh) et en Australie (15 GWh).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la production a augmenté de 1 863 GWh en raison d'une diminution des interruptions imprévues à la centrale au charbon de Centralia (714 GWh) et d'une augmentation de la production à la centrale au charbon de Centralia en raison de l'acheminement économique à la facilité au deuxième trimestre de 2006 (1 466 GWh), partiellement contrebalancées par une baisse de la production à la centrale au gaz de Centralia (238 GWh).

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, les marges brutes ont augmenté de 40,7 millions de dollars (7,74 \$ par MWh installé) comparativement à la période correspondante de 2006, en raison des prix réalisés plus élevés à la centrale au charbon de Centralia (30,3 millions de dollars), à des prix favorables du charbon (13,7 millions de dollars) et à la dépréciation des stocks comptabilisée en 2006 par suite de l'arrêt des activités minières à la mine de charbon Centralia (44,4 millions de dollars), en partie contrebalancés par des gains latents liés à l'évaluation à la valeur du marché en 2007 moins importants par rapport aux gains liés à l'évaluation à la valeur du marché en 2006 (32,3 millions de dollars) et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (19,1 millions de dollars).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les marges brutes ont augmenté de 112,1 millions de dollars (5,35 \$ par MWh installé) en raison d'un marché et de prix contractuels favorables à la centrale au charbon de Centralia (65,2 millions de dollars), d'une production accrue à la centrale au charbon de Centralia (19,9 millions de dollars), de la dépréciation des stocks de charbon liés à l'arrêt des activités minières à la mine Centralia en 2006 (44,4 millions de dollars), de taux de change et de marges favorables en Australie (5,6 millions de dollars) et de coûts du charbon moins élevés à Centralia (74,9 millions de dollars), en partie contrebalancés par des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché en 2007 par rapport à des gains liés à l'évaluation à la valeur du marché en 2006 (63,6 millions de dollars), la vente de crédits d'émission à la centrale au charbon de Centralia au premier trimestre de 2006 (7,2 millions de dollars) et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (30,3 millions de dollars).

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2006, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été comparables à celles de la période correspondante de l'exercice 2006.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 11,4 millions de dollars, surtout en raison de dépenses d'exploitation moins élevées, du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et des dépenses d'entretien planifié moins importantes, en partie contrebalancés par les économies réalisées grâce à l'acheminement économique à la centrale au charbon de Centralia au deuxième trimestre de 2006.

Dotation aux amortissements

La dotation aux amortissements a augmenté de 3,0 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007 comparativement à 2006, surtout en raison de la comptabilisation de la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia (2,4 millions de dollars), de la réduction de la durée de vie de composantes à la centrale au charbon de Centralia (5,5 millions de dollars) et de l'amortissement accru en raison de dépenses en immobilisations en 2006 (1,9 million de dollars), en partie contrebalancés par un amortissement moins élevé à la centrale au gaz de Centralia en raison de la moins-value comptabilisée en 2006 (1,2 million de dollars) et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (6,0 millions de dollars).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la dotation aux amortissements s'est établie à 5,6 millions de dollars par rapport à la période correspondante en 2006, du fait de la dépréciation constatée en 2006 sur les turbines détenues en stock (9,2 millions de dollars), d'une diminution de l'amortissement à la centrale au gaz de Centralia (4,8 millions de dollars), du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (8,7 millions de dollars) et du remplacement d'un nombre accru de pièces pendant l'entretien planifié en 2006 (6,7 millions de dollars), partiellement contrebalancés par la comptabilisation de la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à la mine Centralia (9,4 millions de dollars), l'augmentation de l'amortissement découlant des dépenses en immobilisations effectuées en 2006 (5,0 millions de dollars) et la réduction de la durée de vie de certaines composantes de la centrale au charbon de Centralia (5,5 millions de dollars).

Dans le cas des mines actives, la désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est incluse dans le coût des ventes. Cependant, la mine Centralia est actuellement considérée comme inactive, de sorte que la charge de désactualisation est désormais comptabilisée dans la dotation aux amortissements. En 2006, des charges de désactualisation de 2,2 millions de dollars et de 8,7 millions de dollars ont été constatées dans le coût des ventes relativement à la mine Centralia respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2006.

Entretien planifié

Le tableau suivant présente les dépenses d'entretien planifié capitalisées et passées en charges pour les trimestres et les exercices terminés les 31 décembre 2007 et 2006, compte non tenu de CE Gen et du Mexique :

Trimestres terminés les 31 décembre	Charbon		Gaz et hydroélectricité		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Capitalisés	11,9 \$	7,8 \$	5,4 \$	10,5 \$	17,3 \$	18,3 \$
Passés en charges	2,5	-	0,3	-	2,8	-
	14,4 \$	7,8 \$	5,7 \$	10,5 \$	20,1 \$	18,3 \$
GWh perdus	50	174	26	97	76	271

Exercices terminés les 31 décembre	Charbon		Gaz et hydroélectricité		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Capitalisés	62,0 \$	54,9 \$	16,0 \$	29,3 \$	78,0 \$	84,2 \$
Passés en charge	52,3	53,4	1,7	2,0	54,0	55,4
	114,3 \$	108,3 \$	17,7 \$	31,3 \$	132,0 \$	139,6 \$
GWh perdus	1 904	2 122	152	203	2 056	2 325

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la production perdue à cause de l'entretien planifié a diminué de 195 GWh par rapport à la période correspondante en 2006, en raison principalement d'une baisse des interruptions prévues aux centrales thermiques de l'Alberta (174 GWh) et de Sarnia (65 GWh) de même que du calendrier d'entretien des centrales alimentées au gaz.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la production perdue à cause de l'entretien planifié a diminué de 269 GWh en raison d'une baisse des interruptions prévues à Sarnia (70 GWh), à la centrale au charbon de Centralia (80 GWh) et aux centrales thermiques de l'Alberta (146 GWh), en partie contrebalancée par des interruptions prévues plus fréquentes à Genesee 3 (50 GWh).

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, le total des dépenses d'entretien capitalisées et passées en charges se compare à celui de la période correspondante en 2006.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, le total des dépenses d'entretien capitalisées et passées en charges a reculé en regard de celui de la période correspondante en 2006, surtout en raison d'une diminution des activités d'entretien planifié à nos centrales alimentées au gaz.

EXPANSION DE L'ENTREPRISE ET COMMERCIALISATION : *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et de la négociation de contrats de produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie qui ne sont pas adossés à des actifs de production appartenant à TransAlta. Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation utilise également des contrats de diverses durées pour la vente à terme de gré à gré d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport afin de gérer efficacement la capacité de production disponible ainsi que les besoins de combustible et de transport pour le secteur Production. Ces résultats sont inclus dans le secteur Production. Les indices de rendement clés des opérations pour compte du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation incluent les marges, tout en respectant les limites de la valeur à risque.*

Nos opérations sur les produits énergétiques font appel à plusieurs instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et obtenir de l'information sur le marché. Nos stratégies de négociation comprennent des opérations prévoyant la livraison et des opérations sur instruments financiers à plus court terme, dans les régions où nous possédons des actifs et sur les marchés qui sont raccordés à ces régions. Ce portefeuille comprend principalement des instruments dérivés prévoyant la livraison et des instruments dérivés financiers, y compris des contrats à terme de gré à gré, des swaps, des contrats à terme normalisés et des options sur divers produits de base. Ces contrats satisfont à la définition d'activités de négociation et sont comptabilisés à leur juste valeur selon les PCGR du Canada. Les variations de juste valeur du portefeuille sont comptabilisées dans le bénéfice de la période au cours de laquelle elles se produisent.

Bien que les produits négociés soient généralement constants d'une période à l'autre, les positions détenues et les incidences sur le plan des bénéfices en résultant varieront compte tenu des conditions réelles et prévues du marché externe futur. Les positions pour chaque région sont établies d'après la conjoncture du marché et le ratio risque/rendement établi pour chaque opération à la date où elle est effectuée. Les résultats, par conséquent, varieront d'une période à l'autre selon la région ou la stratégie employée.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration engagés au sein du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation sont attribués au secteur Production d'après une estimation des charges d'exploitation et du pourcentage des ressources consacrées au soutien et à l'analyse. Cette répartition intersectorielle des frais fixes est représentée par un recouvrement des coûts dans le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation et une charge d'exploitation dans le secteur Production.

Auparavant, nous présentions, selon les montants bruts, les produits, et les charges qui s'y rattachent, des contrats réglés sur le marché au comptant en temps réel. Cependant, tous ces contrats sont détenus à des fins de négociation, sans tenir compte des marchés dans lesquels ils ont été réglés. Par conséquent, nous avons conclu qu'il serait plus représentatif des activités de négociations réelles du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de présenter les résultats de ces contrats selon le montant net, conformément à l'Emerging Issues Task Force (EITF 02-3) du FASB, *Issues Involved in Accounting for Derivative Contracts Held for Trading Purposes and Contracts Involved in Energy Trading and Risk Management Activities*.

Les soldes des exercices précédents ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation de l'exercice en cours, comme il est présenté ci-dessous. Les soldes de l'exercice en cours ont été dressés dans le tableau suivant au moyen des méthodes antérieurement décrites à titre informatif seulement.

	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Produits	76,8 \$	38,1 \$	272,9 \$	184,6 \$
Acquisitions aux fins de transaction	(64,1)	(27,8)	(217,8)	(118,9)
Produits nets	12,7 \$	10,3 \$	55,1 \$	65,7 \$

Les résultats du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation, y compris ceux des activités de négociation selon le montant net, sont comme suit :

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Marge brute	12,7 \$	10,3 \$	55,1 \$	65,7 \$
Exploitation, entretien et administration	7,1	11,7	33,7	36,9
Amortissement	0,3	0,3	1,4	1,3
Répartition des coûts intersectoriels	(6,8)	(6,8)	(27,3)	(27,8)
Charges d'exploitation	0,6	5,2	7,8	10,4
Bénéfice d'exploitation	12,1 \$	5,1 \$	47,3 \$	55,3 \$

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la marge brute a augmenté de 2,4 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2006, principalement en raison d'une hausse des résultats de la région de l'Ouest.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les marges brutes ont reculé de 10,6 millions de dollars comparativement à la période correspondante en 2006, en raison de la baisse des marges pour le gaz et la région de l'Est en 2007 attribuable à la volatilité du marché du gaz naturel et au raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 ont diminué respectivement de 4,6 millions de dollars et 3,2 millions de dollars comparativement à 2006, en raison de coûts incitatifs moins élevés découlant de marges réduites de même que de charges de consultation de projet moins importantes engagées au cours de l'exercice.

Les répartitions des coûts intersectoriels sont conformes à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	33,8 \$	45,6 \$	144,7 \$	155,5 \$
Intérêts sur la dette à court terme	7,4	2,4	26,3	12,7
Intérêts sur les titres privilégiés	-	3,4	-	13,6
Intérêts créditeurs	(5,6)	(9,0)	(31,7)	(13,3)
Intérêts capitalisés	(3,9)	-	(6,0)	-
Intérêts débiteurs nets	31,7 \$	42,4 \$	133,3 \$	168,5 \$

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, les intérêts débiteurs nets ont reculé de 10,7 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006, en raison d'une dette à long terme moins élevée (1,6 million de dollars), du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (5,6 millions de dollars), de la constatation de frais de financement en 2006 relativement au rachat de titres privilégiés (4,5 millions de dollars), du rachat de titres privilégiés en 2007 (3,4 millions de dollars) et des intérêts capitalisés relativement aux actifs en construction (3,9 millions de dollars), en partie contrebalancés par des intérêts créditeurs moins élevés tirés des dépôts au comptant (3,4 millions de dollars) et d'une dette à court terme plus élevée (5,0 millions de dollars).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, les intérêts débiteurs nets ont diminué de 35,2 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006, en raison d'une dette à long terme moins élevée (10,8 millions de dollars), du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain (13,2 millions de dollars), de la constatation de frais de financement liés au rachat de titres privilégiés (4,5 millions de dollars), du rachat de titres privilégiés (13,6 millions de dollars), d'intérêts créditeurs plus élevés sur les dépôts au comptant (18,4 millions de dollars) et des intérêts capitalisés liés à des actifs en construction (6,0 millions de dollars), en partie contrebalancés par une dette à court terme plus élevée (13,6 millions de dollars) et un gain comptabilisé en 2006 relativement au dénouement d'une couverture d'un placement net en 2006 qui a été comptabilisé dans les intérêts débiteurs sur la dette à long terme (11,0 millions de dollars).

QUOTE-PART DE LA PERTE DE SOCIÉTÉS SATELLITES

Selon la Note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA»), nos activités d'exploitation mexicaines sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Toutefois, ces centrales sont détenues par TransAlta et gérées comme faisant partie du secteur Production. Le tableau ci-dessous résume les informations clés sur ces activités.

	Trimestres terminés les		Exercices terminés les	
	31 décembre	2006	31 décembre	2006
	2007	2006	2007	2006
Disponibilité (%)	84,3	88,2	92,7	90,8
Production (GWh)	727	536	3 084	2 918
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(35,3) \$	(16,6) \$	(49,5) \$	(17,0) \$
Dépenses en immobilisations	- \$	2,0 \$	1,0 \$	10,0 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	(4,7) \$	(8,6) \$	(3,3) \$	(7,2) \$
Intérêts débiteurs	5,6 \$	16,3 \$	27,4 \$	31,6 \$
			31 déc. 2007	31 déc. 2006
Total de l'actif			450,5 \$	526,9 \$
Total du passif			368,7 \$	404,1 \$

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la disponibilité a diminué par suite de l'augmentation des interruptions imprévues à Campeche. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la disponibilité a augmenté principalement en raison d'une baisse des interruptions prévues et imprévues à Chihuahua.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la production a augmenté en raison d'une hausse de la demande des consommateurs à Chihuahua et à Campeche, compensée en partie par une augmentation des interruptions imprévues à Campeche. Pour l'exercice terminé le

31 décembre 2007, la production a augmenté en raison de la hausse de la demande des consommateurs à Chihuahua et d'interruptions prévues moins fréquentes à Campeche et à Chihuahua.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2007, la quote-part de la perte de sociétés satellites a augmenté de 18,7 millions de dollars en raison d'une charge d'impôts plus importante comptabilisée par suite d'une modification de loi fiscale (28,2 millions de dollars), de marges moins élevées (3,0 millions de dollars) et d'intérêts débiteurs plus importants, contrebalancés par la constatation de frais de financement reportés par suite du refinancement de ces filiales en 2006 (10,2 millions de dollars).

Le 1^{er} octobre 2007, le gouvernement du Mexique a promulgué une loi instaurant un système d'impôt uniforme à compter du 1^{er} janvier 2008. L'impôt uniforme est un impôt minimum selon lequel le montant le plus important de l'impôt sur le bénéfice ou de l'impôt uniforme est payé. Aux fins du calcul de l'impôt uniforme, seulement 50 % de la fraction non amortie du coût en capital de certaines immobilisations acquises avant le 1^{er} septembre 2007 sont déductibles sur dix ans. De plus, aucun crédit ou déduction n'est accordé au titre des intérêts débiteurs, et les pertes d'exploitation nettes aux fins des impôts sur les bénéfices au 31 décembre 2007 ne peuvent être reportées pour réduire l'impôt uniforme. En raison de cette modification, nous avons comptabilisé une charge de 28,2 millions de dollars au titre de la quote-part des résultats des sociétés satellites et une réduction connexe des placements.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, la quote-part de la perte de sociétés satellites a augmenté de 32,5 millions de dollars en raison de la charge d'impôts décrite ci-dessus (28,2 millions de dollars), d'une baisse des marges (6,7 millions de dollars) et d'une augmentation des intérêts débiteurs en raison du refinancement de ces filiales en 2006 (13,2 millions de dollars), en partie contrebalancées par la constatation de frais de financement reportés (17,4 millions de dollars).

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices ¹	100,7 \$	(247,4) \$	329,2 \$	(80,9) \$
Ajustements non récurrents :				
Dépréciation du stock de charbon	-	44,4	-	44,4
Frais de fermeture de mine	-	191,9	-	191,9
Perte de valeur d'actifs	-	130,0	-	130,0
Dépréciation de turbines	-	-	-	9,6
Modification de loi fiscale au Mexique	28,2	-	28,2	-
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et autres ajustements non récurrents ¹	128,9 \$	118,9 \$	357,4 \$	295,0 \$
Impôts sur les bénéfices avant ajustement pour modification de taux ¹	29,6	26,9	86,5	61,2
Recouvrement d'impôts sur ajustements non récurrents	-	(128,3)	-	(131,7)
Recouvrement d'impôts découlant du règlement de positions fiscales	(18,4)	-	(18,4)	-
Modification du taux d'imposition relatif à des périodes antérieures	(40,0)	-	(47,7)	(55,3)
Charge (recouvrement) d'impôts selon les états financiers	(28,8) \$	(101,4) \$	20,4 \$	(125,8) \$
Bénéfice net	129,5 \$	(146,0) \$	308,8 \$	44,9 \$
Taux d'intérêt effectif (%) ²	23,0	22,6	24,2	20,7

Au cours du trimestre, nous avons réglé certaines questions fiscales auprès des autorités fiscales visées. Par conséquent, nous avons comptabilisé un recouvrement d'impôts futurs de 18,4 millions de dollars relativement à ces éléments.

En raison d'une réduction des taux d'imposition provinciaux et fédéral canadiens qui devraient s'appliquer aux passifs d'impôts futurs, la charge d'impôts a été réduite de 40,0 millions de dollars et de 47,7 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007. La donnée aux fins de comparaison pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 est de 55,3 millions de dollars.

Après ajustement pour tenir compte des éléments susmentionnés, la charge d'impôts a augmenté pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007 par rapport aux périodes correspondantes de 2006 en raison d'une hausse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices et de l'incidence d'un changement dans la composition des juridictions au sein desquelles le bénéfice avant impôts sur les bénéfices est gagné.

1 Le bénéfice avant impôts sur les bénéfices n'est pas défini selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 26 du présent document pour une analyse de cet élément, y compris un rapprochement au bénéfice net.

2 Le taux d'imposition effectif correspond au bénéfice avant impôts sur les bénéfices et autres ajustements non récurrents divisé par les impôts sur les bénéfices avant ajustement pour modification de taux.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre le bilan consolidé au 31 décembre 2006 et le bilan consolidé au 31 décembre 2007 :

	Augmentation/ (diminution)	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(14,7) \$	Consulter les états des flux de trésorerie consolidés
Débiteurs	(71,9)	Calendrier d'encaissement des paiements contractuels prévus
Stocks	(22,9)	Diminution des stocks à la centrale au charbon de Centralia
Liquidités soumises à restrictions	(105,4)	Diminution des taux de change de 48,6 \$ et remboursement de fonds à TransAlta de 56,8 \$
Placements	(29,9)	Perte nette et remboursements de la dette par des sociétés satellites
Débiteurs à long terme	(26,6)	Estimation révisée et reclassement de la tranche à court terme aux débiteurs
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	77,9	Résultat de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers et des fluctuations de prix
Immobilisations corporelles, montant net	75,4	Raffermisssement du dollar canadien par rapport au dollar américain et amortissement compensé en partie par des ajouts de capitaux
Écart d'acquisition	(12,6)	Raffermisssement du dollar canadien par rapport au dollar américain
Actifs destinés à être vendus, montant net	(80,7)	Actifs conservés en vue d'être utilisés pour des activités de régénération et des activités d'exploitation à la mine Highvale et vente d'autres actifs
Actifs incorporels	(82,9)	Amortissement et raffermisssement du dollar canadien
Dette à court terme	288,9	Augmentation nette de la dette à court terme
Créditeurs et charges à payer	32,1	Calendrier des paiements liés à l'exploitation et raffermisssement du dollar canadien
Dette à long terme avec recours (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(268,8)	Calendrier du remboursement de la dette et raffermisssement du dollar canadien par rapport au dollar américain
Dette à long terme sans recours (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(92,7)	Calendrier du remboursement de la dette et raffermisssement du dollar canadien par rapport au dollar américain
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	262,9	Résultat de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers et des fluctuations de prix
Crédits reportés et autres passifs à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(83,7)	Charge de désactualisation normale moins les passifs réglés et le paiement des frais de fermeture de la mine Centralia, et estimation révisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(92,7)	Incidence fiscale des rajustements liés aux nouvelles normes comptables sur les instruments financiers et les provisions de l'exercice considéré
Participations sans contrôle	(38,6)	Distributions supérieures au bénéfice
Titres privilégiés (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(175,0)	Titres privilégiés remboursés au premier trimestre de 2007
Capitaux propres	(129,4)	Adoption des nouvelles normes comptables, actions rachetées en vertu de l'offre publique de rachat d'actions, et dividendes déclarés contrebalancés en partie par le bénéfice net et les actions émises

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Trimestres terminés les 31 décembre	2007	2006	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	59,8 \$	98,8 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	192,5	77,7	<p>En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 249,6 millions de dollars et à des sorties de trésorerie du fonds de roulement de 57,1 millions de dollars découlant du calendrier d'encaissement des produits.</p> <p>En 2006, les rentrées de trésorerie étaient imputables à un bénéfice en trésorerie moins élevé et au calendrier d'encaissement des produits.</p>
Activités d'investissement	(89,7)	(168,2)	<p>En 2007, les sorties de trésorerie étaient principalement attribuables aux ajouts d'immobilisations corporelles de 216,4 millions de dollars, contrebalancés en partie par des gains réalisés sur des instruments financiers de 107 millions de dollars, le produit de la vente d'actifs de 7,5 millions de dollars et des flux de trésorerie positifs de liquidités soumises à restrictions de 12,9 millions de dollars.</p> <p>En 2006, les sorties de trésorerie étaient surtout imputables aux ajouts d'immobilisations corporelles de 59,6 millions de dollars, et à une augmentation des liquidités soumises à restrictions de 332,9 millions de dollars, contrebalancés en partie par une diminution des placements en titres de capitaux propres de 236,9 millions de dollars.</p>
Activités de financement	(95,3)	59,2	<p>En 2007, les sorties de trésorerie étaient imputables au remboursement net de la dette à long terme de 216,6 millions de dollars et aux dividendes sur actions ordinaires de 50,5 millions de dollars, en partie contrebalancés par une augmentation de la dette à long terme de 229,1 millions de dollars, le rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre de rachat d'actions dans le cours normal des affaires de 48,1 millions de dollars et les distributions aux participations sans contrôle de 23,4 millions de dollars.</p> <p>En 2006, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à une augmentation de la dette à court terme de 224,0 millions de dollars, en partie contrebalancée par des dividendes sur actions ordinaires de 33,8 millions de dollars et le remboursement de la dette à long terme de 112,9 millions de dollars.</p>
Conversion des devises	(16,4)	(1,9)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50,9 \$	65,6 \$	

Exercices terminés les 31 décembre	2007	2006	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	65,6 \$	79,3 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	847,2	489,6	<p>En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice en trésorerie de 781,5 millions de dollars et à une variation favorable du fonds de roulement de 65,7 millions de dollars, en partie contrebalancés par le calendrier d'encaissement des produits.</p> <p>En 2006, les rentrées de trésorerie étaient attribuables au calendrier de recouvrement auprès de clients et à un bénéfice en trésorerie moins élevé.</p>
Activités d'investissement	(410,1)	(261,3)	<p>En 2007, les sorties de trésorerie étaient principalement imputables aux ajouts d'immobilisations corporelles de 599,1 millions de dollars et d'un placement en titre de capitaux propres de 19,6 millions de dollars, en partie contrebalancés par des gains réalisés sur des instruments financiers de 107 millions de dollars, le produit sur la vente d'immobilisations corporelles de 46,9 millions de dollars et la réduction des liquidités soumises à restrictions de 56,8 millions de dollars.</p> <p>En 2006, les sorties de trésorerie étaient liées à des dépenses en immobilisations de 223,7 millions de dollars et à une augmentation des liquidités soumises à restrictions de 333,1 millions de dollars, en partie contrebalancées par une diminution des placements en titres de capitaux propres de 226,4 millions de dollars, des gains réalisés sur des couvertures d'investissement net de 53,9 millions de dollars et le produit sur la vente d'actifs de 29,4 millions de dollars.</p>
Activités de financement	(443,8)	(243,2)	<p>En 2007, les sorties de trésorerie étaient imputables aux dividendes sur actions ordinaires de 204,8 millions de dollars, au remboursement net de la dette à long terme de 221,6 millions de dollars, au remboursement de titres privilégiés de 175,0 millions de dollars, aux distributions versés aux participations sans contrôle de 86,5 millions de dollars et au rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre de rachat d'actions dans le cours normal des affaires de 74,9 millions de dollars, en partie contrebalancés par une augmentation de la dette à court terme de 288,9 millions de dollars.</p> <p>En 2006, les flux de trésorerie affectés aux activités de financement ont augmenté en raison du remboursement de la dette à long terme de 396,7 millions de dollars, du paiement de distributions à des participations sans contrôle de 74,4 millions de dollars et à des paiements de dividendes de 133,9 millions de dollars, en partie contrebalancés par une augmentation de la dette à court terme de 348,1 millions de dollars.</p>
Conversion des devises	(8,0)	1,2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	50,9	65,6	

PERSPECTIVES

Perspectives actuelles

Les principaux facteurs qui influent sur les résultats financiers 2008 sont la capacité en place en mégawatts, la disponibilité et la production tirée des actifs de production, les marges applicables à la production non contractuelle, les coûts de production et les marges réalisées relativement aux opérations sur les produits énergétiques.

Production, disponibilité et capacité

La capacité de production devrait augmenter en raison de l'achèvement de Kent Hills vers la fin de 2008. La production et la disponibilité devraient augmenter en raison d'interruptions imprévues moins fréquentes et de déclassements moins élevés à Centralia par suite des essais de combustion en 2007, en partie contrebalancés par un entretien planifié plus important.

Prix de l'électricité

En 2008, nous prévoyons des paramètres fondamentaux solides dans nos principaux marchés de l'Alberta et de la région du nord-ouest du Pacifique. Nous prévoyons toujours une forte croissance de la demande et des prix en Alberta en 2008. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les prix devraient augmenter légèrement par rapport à 2007. Notre exposition aux changements de prix en Ontario est atténuée au moyen de notre contrat de capacité à Sarnia.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est assujettie aux augmentations de coût en raison de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation et des prix du diesel. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières dans les activités d'extraction du charbon de nos mines de l'Alberta. Les coûts miniers de 2008 en Alberta devraient être semblables à ceux engagés en 2007. Le combustible de la centrale au charbon de Centralia est acquis auprès d'un fournisseur externe. Ces prix contractuels devraient augmenter légèrement par rapport à 2007 en raison des contrats et de la hausse du prix des marchandises prévu dans ces contrats.

Les contrats d'achat de gaz à long terme atténuent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz. Les variations des marges électricité-combustible dont il est question à la rubrique «Prix de l'électricité» pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes au gaz. Nous n'avons pas conclu de contrats visant des produits de base à prix fixe pour le gaz à ces centrales étant donné que les achats de gaz se feront au moment de l'établissement des prix sur le marché au comptant.

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh sont tributaires de la capacité installée et du calendrier et de la nature des activités d'entretien. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh de capacité installée devraient augmenter en 2008 en raison de l'accroissement des activités d'entretien planifié.

Modification des estimations de certains éléments à la centrale au charbon de Centralia

À la suite de notre décision de cesser les activités minières à la mine de charbon Centralia, nous obtenons maintenant tout le charbon utilisé à la centrale au charbon de Centralia de différents fournisseurs choisis. La composition chimique et le contenu thermique du charbon livré par ces fournisseurs sont différents de celui en provenance de la mine de charbon Centralia. Auparavant, ce charbon de source externe était mélangé au charbon produit à l'interne pour maximiser la production de la centrale au charbon de Centralia. Cependant, à la suite de la cessation des activités minières, le charbon produit à l'interne ne peut plus être disponible; par conséquent, le charbon utilisé brûle à une température plus élevée et produit des cendres de composition différente. La chaudière et l'équipement servant à traiter les cendres à la centrale au charbon de Centralia ne sont actuellement pas conçus pour fonctionner de façon optimale à ces températures plus élevées ou pour produire le niveau actuel de cendres.

Pour 2007, les essais de combustion ont été menés pour établir les modifications nécessaires à apporter à l'équipement pour optimiser la consommation du charbon livré par les tiers. À la fin du troisième trimestre de 2007, un plan technique a été élaboré afin de déterminer quelles composantes devaient être remplacées pour assurer une production maximale continue de la centrale au charbon de Centralia. Les modifications aux équipements auront lieu au cours des interruptions prévues en 2008 et 2009. Par conséquent, la vie utile estimée des pièces à remplacer au cours des interruptions prévues a été réduite, et cette modification des estimations de la vie utile sera constatée d'ici à ce que les travaux d'entretien connexes soient effectués.

Par conséquent, la dotation aux amortissements augmentera par rapport à la même période de 2006 de :

	2008				2009	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Augmentation de l'amortissement	5,5	5,5	1,3	1,3	1,3	1,3

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations sont composées des dépenses affectées au maintien de l'exploitation et des dépenses de croissance. Ces deux composantes sont analysées plus en détail ci-dessous.

Dépenses de maintien

Les dépenses de maintien comprennent l'entretien planifié, les dépenses normales liées au matériel et aux systèmes des centrales et aux infrastructures connexes, ainsi que les investissements dans nos mines. Pour 2008, les dépenses en immobilisations de maintien estimatives totales, compte non tenu du Mexique, se situent entre 425 et 460 millions de dollars, et se répartissent comme suit :

- de 155 à 165 millions de dollars pour les dépenses en immobilisations habituelles;
- de 100 à 110 millions de dollars pour du matériel minier;
- de 60 à 65 millions de dollars pour les modifications à apporter au matériel de la centrale au charbon de Centralia;
- de 110 à 120 millions de dollars pour l'entretien planifié, comme l'indique le tableau ci-dessous :

	Charbon	Gaz et hydro- électricité	Total
	Capitalisés	65 - 70 \$	45 - 50 \$
Passés en charges	65 - 70 \$	5 - 10 \$	70 - 80 \$
	130 - 140 \$	50 - 60 \$	180 - 200 \$
GWh perdus	2 200 - 2 300	425 - 475	2 625 - 2 775

En 2008, nous prévoyons subir une perte d'environ 2 625 à 2 775 GWh de production en raison de l'entretien planifié. Aucune activité d'entretien planifié importante n'est prévue à nos installations du Mexique en 2008.

Dépenses de croissance

Pour 2008, les dépenses en immobilisations de croissance devraient se situer entre 455 et 475 millions de dollars liés à des projets de mise en valeur aux centrales de Keephills 3 et de Kent Hills. Le financement de ces dépenses devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de la capacité d'emprunt.

Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de nos opérations sur les produits énergétiques est affecté par les prix sur le marché, les positions adoptées, et la durée de ces positions. Nous surveillons régulièrement le marché et notre exposition afin de maximiser le bénéfice tout en maintenant toujours un profil de risque acceptable. Notre objectif est d'amener nos activités de négociation pour compte à dégager une marge brute annuelle variant entre 50 millions de dollars et 70 millions de dollars.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain en compensant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêts, qui servent de couverture naturelle pour la plupart des produits libellés en devises.

Intérêts débiteurs nets

En 2008, les intérêts débiteurs nets devraient être plus élevés en raison d'emprunts accrus découlant de la croissance. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

Situation de trésorerie et sources de financement

Étant donné qu'une plus grande instabilité des marchés de l'énergie et du gaz est prévue, les occasions de négociation sur le marché devraient s'accroître, ce qui pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Pour atténuer ce risque de liquidité, nous conservons des facilités de crédit consenties de 1,8 milliard de dollars et nous surveillons les expositions pour établir les besoins de trésorerie prévus.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Celles qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les PCGR et, par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du bénéfice net ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures de même nom utilisées par d'autres sociétés.

Chaque unité économique est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon la marge brute et le bénéfice d'exploitation. Le bénéfice d'exploitation et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement de l'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

La marge brute et le bénéfice d'exploitation sont rapprochés du bénéfice net comme suit :

	Trimestres terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2007	2006	2007	2006
Marge brute	434,9 \$	404,4 \$	1 544,0 \$	1 491,4 \$
Charges d'exploitation	(251,4)	(253,8)	(1 002,9)	(1 012,9)
Bénéfice d'exploitation avant frais de fermeture de mine et perte de valeur d'actifs	183,5	150,6	541,1	478,5
Frais de fermeture de mine	-	(191,9)	-	(191,9)
Perte de valeur d'actifs	-	(130,0)	-	(130,0)
Bénéfice d'exploitation	183,5	(171,3)	541,1	156,6
(Perte) gain de change	(2,4)	(1,7)	3,2	(0,5)
Gain sur la vente de matériel	0,6	-	15,7	-
Intérêts débiteurs nets	(31,7)	(42,4)	(133,3)	(168,5)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(35,3)	(16,6)	(49,5)	(17,0)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	114,7	(232,0)	377,2	(29,4)
Participations sans contrôle	14,0	15,4	48,0	51,5
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	100,7	(247,4)	329,2	(80,9)
(Recouvrement) charge d'impôts	(28,8)	(101,4)	20,4	(125,8)
Bénéfice net	129,5 \$	(146,0) \$	308,8 \$	44,9 \$

La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison de 2007, nous avons exclu les gains réalisés à la vente des actifs de la mine de charbon Centralia anciennement exploitée, puisque nous n'avons pas l'habitude de céder des immobilisations corporelles aussi importantes.

Pour établir le bénéfice aux fins de comparaison de 2006, nous avons exclu la dépréciation constatée sur des turbines au premier trimestre de 2006.

Pour les deux exercices, nous avons exclu l'incidence des modifications de taux d'imposition, le règlement de positions fiscales incertaines et la modification apportée à la loi fiscale au Mexique, puisque ces éléments ne sont pas liés au bénéfice de la période considérée.

	Trimestres terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2007	2006	2007	2006
Bénéfice aux fins de comparaison	102,6 \$	92,0 \$	264,3 \$	233,8 \$
Vente d'actifs à Centralia	0,3	-	10,2	-
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, déduction faite des impôts	(3,6)	-	(3,6)	-
Modification de loi fiscale au Mexique	(28,2)	-	(28,2)	-
Modification de taux d'imposition	40,0	-	47,7	55,3
Dépréciation de turbines, déduction faite des impôts	-	-	-	(6,2)
Recouvrement découlant de l'issue de positions fiscales incertaines	18,4	-	18,4	-
Dépréciation de la centrale au gaz de Centralia, déduction faite des impôts	-	(84,4)	-	(84,4)
Dépréciation de la centrale au charbon de Centralia, déduction faite des impôts	-	(153,6)	-	(153,6)
Bénéfice net	129,5 \$	(146,0) \$	308,8 \$	44,9 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	201,9	202,0	202,5	200,8
Résultat par action aux fins de comparaison	0,51 \$	0,46 \$	1,31 \$	1,16 \$

Les flux de trésorerie disponibles visent à présenter les liquidités dont nous disposons pour les dépenses en immobilisations de croissance, le remboursement de la dette avec recours ou le rachat d'actions ordinaires.

Le paiement lié à l'arrêt des activités minières à la mine de charbon Centralia a aussi été exclu, puisqu'il est non récurrent. Les dépenses en immobilisations de maintien correspondent au total des dépenses en immobilisations d'après l'état des flux de trésorerie, moins 83,4 millions de dollars que nous avons investis dans des projets de croissance au cours du quatrième trimestre de 2007. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, nous avons investi 228,7 millions de dollars dans des projets de croissance.

Le calcul du rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

	Trimestres terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2007	2006	2007	2006
Flux de trésorerie d'exploitation	192,5 \$	77,7 \$	847,2 \$	489,6 \$
Ajouter (déduire) :				
Dépenses en immobilisations relatives au maintien	(179,7)	(52,4)	(417,1)	(213,7)
Dividendes sur actions ordinaires	(50,5)	(33,8)	(204,8)	(133,9)
Distributions aux participations sans contrôle des filiales	(23,4)	(22,3)	(86,5)	(74,4)
Remboursement de la dette sans recours	(15,2)	(17,6)	(47,7)	(51,3)
Calendrier des paiements contractuels prévus	-	185,0	-	185,0
Frais de fermeture de Centralia	-	-	24,2	-
Flux de trésorerie des placements en titres de capitaux propres	(4,7)	5,5	(4,3)	28,6
Flux de trésorerie disponibles	(81,0) \$	142,1 \$	111,0 \$	229,9 \$

Les flux de trésorerie provenant des placements en titres de capitaux propres représentent les flux de trésorerie d'exploitation provenant de nos filiales comptabilisées à la valeur de consolidation, moins les dépenses en immobilisations de maintien et de croissance.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	T1 2007	T2 2007	T3 2007	T4 2007
Produits	668,6 \$	611,6 \$	711,6 \$	782,9 \$
Earnings (loss) from continuing operations	66,0	57,2	65,9	129,5
Bénéfice net	56,2	57,2	65,9	129,5
Résultat de base par action ordinaire	0,28	0,28	0,33	0,64
Résultat dilué par action ordinaire	0,28	0,28	0,33	0,64

	T1 2006	T2 2006	T3 2006	T4 2006
Produits	689,3 \$	580,3 \$	656,0 \$	752,0 \$
Earnings from continuing operations	69,2	86,4	35,3	(146,0)
Bénéfice net (perte nette)	69,2	86,4	35,3	(146,0)
Résultat de base par action ordinaire	0,35	0,43	0,18	(0,72)
Résultat dilué par action ordinaire	0,35	0,43	0,18	(0,72)

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document et d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Dans certains cas, les énoncés prospectifs sont indiqués par des termes tels que «peut», «fera», «croit», «s'attend à», «potentiel», «éventuel», «permet», «continue» et d'autres expressions similaires. Les énoncés prospectifs ont trait, entre autres, aux énoncés sur les occasions d'affaires prévues et le rendement financier de TransAlta. Ces énoncés ne sont pas des garanties du rendement futur de TransAlta et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent amener les résultats réels à différer de manière importante des résultats envisagés, y compris les risques importants et les hypothèses décrits dans le présent document à la rubrique «Perspectives» et dans le rapport de gestion de notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 à la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques». Certains des risques, des incertitudes et des facteurs comprennent, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants : les modifications des lois et règlements pouvant influencer sur les produits, les charges liées à la conformité en matière d'environnement, les coûts globaux, le coût et la disponibilité du combustible pour la production d'électricité, la rapidité et le degré de la concurrence sur le marché, la disponibilité des centrales, les activités sur les marchés financiers mondiaux, la date et l'ampleur des variations des cours des produits de base, les taux d'intérêt en vigueur, les taux de change, les niveaux d'inflation et la conjoncture économique générale dans les secteurs géographiques où TransAlta exerce ses activités, les résultats des efforts de financement, les variations du risque de contrepartie et l'incidence des normes comptables publiées par les organismes de normalisation canadiens. Étant donné ces incertitudes, le lecteur ne doit pas se fier exagérément à ces énoncés prospectifs qui sont donnés à la date à laquelle ils sont exprimés dans le présent document ou autrement, et TransAlta n'est nullement tenue de mettre à jour publiquement ou de réviser l'information prospective, qu'elle soit le résultat de nouvelles informations, d'événements futurs ou autres, sauf si la loi le prescrit.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

Non vérifié	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Produits	782,9 \$	752,0 \$	2 774,7 \$	2 677,6 \$
Combustible et achats d'électricité	(348,0)	(347,6)	(1 230,7)	(1 186,2)
Marge brute	434,9	404,4	1 544,0	1 491,4
Exploitation, entretien et administration	139,7	145,6	576,8	581,3
Amortissement	107,0	102,9	405,9	410,3
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4,7	5,3	20,2	21,3
Charges d'exploitation	251,4	253,8	1 002,9	1 012,9
Frais de fermeture de mine	-	191,9	-	191,9
Perte de valeur d'actifs	-	130,0	-	130,0
Bénéfice (perte) d'exploitation	183,5	(171,3)	541,1	156,6
(Perte) gain de change	(2,4)	(1,7)	3,2	(0,5)
Gain sur la vente de matériel	0,6	-	15,7	-
Intérêts débiteurs nets	(31,7)	(42,4)	(133,3)	(168,5)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(35,3)	(16,6)	(49,5)	(17,0)
Bénéfice (perte) avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	114,7	(232,0)	377,2	(29,4)
Participations sans contrôle	14,0	15,4	48,0	51,5
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	100,7	(247,4)	329,2	(80,9)
(Recouvrement) charge d'impôts	(28,8)	(101,4)	20,4	(125,8)
Bénéfice net (perte nette)	129,5 \$	(146,0) \$	308,8 \$	44,9 \$
Bénéfices non répartis				
Solde d'ouverture	718,5	906,6	710,0	866,1
Dividendes sur actions ordinaires	(50,5)	(50,6)	(202,5)	(201,0)
Actions annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	(35,0)	-	(53,8)	-
Solde de fermeture	762,5 \$	710,0 \$	762,5 \$	710,0 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	201,9	202,0	202,5	200,8
Résultat net par action, de base et dilué	0,64 \$	(0,72) \$	1,53 \$	0,22 \$

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestre terminé le 31 décembre 2007	Trimestre terminé le 31 décembre 2006	Exercice terminé le 31 décembre 2007	Exercice terminé le 31 décembre 2006
Bénéfice net (perte nette)	129,5 \$	(146,0) \$	308,8 \$	44,9 \$
Autres éléments du résultat étendu				
(Pertes) gains à la conversion de l'actif net des établissements étrangers autonomes	(30,1)	39,6	(196,2)	3,6
Gains (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des établissements étrangers autonomes	50,3	(42,7)	240,7	(1,5)
Charge (recouvrement) d'impôts	(8,1)	(4,5)	25,4	(0,3)
	58,4	(38,2)	215,3	(1,2)
Gains (pertes) à la conversion des établissements étrangers autonomes	28,3	1,4	19,1	2,4
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	49,2	-	(56,7)	-
(Recouvrement) charge d'impôts	14,1	-	(15,9)	-
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	35,1	-	(40,8)	-
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie des périodes précédentes transférés dans le bilan au cours de la période considérée	0,7	-	0,7	-
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie des périodes précédentes transférés dans le résultat net au cours de la période considérée	11,9	-	25,2	-
Recouvrement d'impôts	2,0	-	7,2	-
	10,6	-	18,7	-
Autres éléments du résultat étendu	74,0	1,4	(3,0)	2,4
Résultat étendu	203,5 \$	(144,6) \$	305,8 \$	47,3 \$

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	31 décembre 2007	31 décembre 2006
ACTIF		<i>(retraité¹)</i>
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	50,9 \$	65,6 \$
Débiteurs	546,4	618,3
Charges payées d'avance	8,9	9,1
Actifs de gestion du risque	93,2	72,2
Actifs d'impôts futurs	40,2	25,8
Impôts sur les bénéfices à recevoir	48,8	47,6
Stocks	30,1	53,0
Tranche à court terme des autres actifs	-	5,4
	818,5	897,0
Liquidités soumises à restrictions	242,4	347,8
Placements	124,6	154,5
Créances à long terme	5,6	32,2
Immobilisations corporelles		
Coût	8 592,7	8 190,1
Amortissement cumulé	(3 475,4)	(3 148,2)
	5 117,3	5 041,9
Actifs destinés à être vendus, montant net	29,1	109,8
Écart d'acquisition	124,9	137,5
Actifs incorporels	209,2	292,1
Actifs d'impôts futurs	302,5	294,0
Actifs de gestion du risque	122,0	65,1
Autres actifs	82,6	88,2
Total de l'actif	7 178,7 \$	7 460,1 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dette à court terme	650,8 \$	361,9 \$
Créditeurs et charges à payer	474,0	441,9
Passifs de gestion du risque	105,1	32,4
Charge d'impôts	17,2	22,3
Passifs d'impôts futurs	12,0	19,9
Dividendes à verser	49,3	51,5
Crédits reportés et autres passifs à court terme	40,9	48,5
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours	121,5	205,0
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours	32,3	44,7
Titres privilégiés	-	175,0
	1 503,1	1 403,1
Dette à long terme, avec recours	1 496,2	1 681,5
Dette à long terme, sans recours	209,3	289,6
Crédits reportés et autres passifs à long terme	334,3	410,4
Passifs d'impôts futurs	636,7	698,6
Passifs de gestion du risque	204,2	14,0
Participations sans contrôle	496,4	535,0
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		
Actions ordinaires	1 780,8	1 782,4
Bénéfices non répartis	762,5	710,0
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(244,8)	(64,5)
Total des capitaux propres	2 298,5	2 427,9
Total du passif et des capitaux propres	7 178,7 \$	7 460,1 \$

1 Pour présenter des chiffres comparables au bilan de l'exercice 2006, les soldes de l'exercice précédent ont été reclassés. Les actifs à court terme et à long terme de gestion du risque ont été accrûs respectivement de 11,2 millions de dollars et de 43,2 millions de dollars, et les tranches à court terme et à long terme des autres actifs ont été réduites de montants correspondants. Les passifs à court terme et à long terme de gestion du risque ont été accrûs respectivement de 2,1 millions de dollars et de 13,0 millions de dollars, et les tranches à court terme et à long terme des crédits reportés et des autres passifs à long terme ont été réduites de montants correspondants. Des pertes de change cumulées de 64,5 millions de dollars liées à la conversion des filiales étrangères autonomes ont été reclassées au solde d'ouverture du cumul des autres éléments du résultat étendu.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2007	2006	2007	2006
Activités d'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	129,5 \$	(146,0) \$	308,8 \$	44,9 \$
Amortissement	112,9	108,9	415,1	437,8
Gain sur la vente d'actifs	(0,6)	-	(15,7)	-
Participations sans contrôle	14,0	15,4	48,0	51,5
Augmentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	4,3	5,0	23,6	21,5
Coûts réglés de mise hors service d'immobilisations	(14,2)	(10,2)	(38,4)	(29,2)
Impôts futurs	(33,7)	(110,6)	(33,8)	(163,7)
(Gains latents) pertes latentes découlant des activités de gestion du risque	(6,6)	(30,4)	26,3	(32,2)
Perte (gain) de change	2,4	1,7	(3,2)	0,5
Frais de fermeture de mine	-	191,9	-	191,9
Perte de valeur d'actifs	-	130,0	-	130,0
Quote-part de la perte de sociétés satellites	35,5	16,6	49,7	17,0
Autres éléments hors caisse	6,1	5,4	1,1	8,8
	249,6	177,7	781,5	678,8
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	(57,1)	(100,0)	65,7	(189,2)
Flux de trésorerie d'exploitation	192,5	77,7	847,2	489,6
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(216,4)	(59,6)	(599,1)	(223,7)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	7,5	9,1	46,9	29,4
Placements en titres de capitaux propres	-	236,9	(19,6)	226,4
Liquidités soumises à restrictions	12,9	(332,9)	56,8	(333,1)
Acquisition de Wailuku	-	-	-	(1,2)
Gains (pertes) réalisé(e)s sur les instruments financiers	107,0	(6,8)	107,0	53,9
Produit de la vente de placements à long terme	-	-	-	3,0
Divers	(0,7)	(14,9)	(2,1)	(16,0)
Flux de trésorerie d'investissement	(89,7)	(168,2)	(410,1)	(261,3)
Activités de financement				
Augmentation de la dette à court terme	229,1	224,0	288,9	348,1
Remboursement net de la dette à long terme	(216,6)	(112,9)	(221,6)	(396,7)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(50,5)	(33,8)	(204,8)	(133,9)
Rachat de titres privilégiés	-	-	(175,0)	-
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des affaires	(48,1)	-	(74,9)	-
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	5,1	4,4	19,5	12,9
Diminution (augmentation) des avances à TransAlta Énergie	2,6	(0,2)	6,1	0,8
Distributions aux participations sans contrôle de filiales	(23,4)	(22,3)	(86,5)	(74,4)
Divers	6,5	-	4,5	-
Flux de trésorerie de financement	(95,3)	59,2	(443,8)	(243,2)
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	7,5	(31,3)	(6,7)	(14,9)
Incidence de la conversion des liquidités en devises	(16,4)	(1,9)	(8,0)	1,2
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(8,9)	(33,2)	(14,7)	(13,7)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	59,8	98,8	65,6	79,3
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50,9 \$	65,6 \$	50,9 \$	65,6 \$
Impôts payés	13,3 \$	12,5 \$	75,1 \$	35,6 \$
Intérêts payés	52,7 \$	67,8 \$	141,7 \$	181,2 \$

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(Annualisé)		31 déc. 2007	31 déc. 2006
Cours de clôture		33,35 \$	26,64 \$
Fourchette de prix (12 derniers mois)	Haut	34,00 \$	26,91 \$
	Bas	23,76 \$	20,22 \$
Dette / capital investi (incluant la dette sans recours)		46,8 %	44,5 %
Dette / capital investi (excluant la dette sans recours)		44,2 %	41,0 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		13,1 %	1,8 %
Rendement du capital investi		9,8 % ¹	2,4 %
Valeur comptable par action		11,39 \$	11,99 \$
Dividendes en espèces par action		1,00 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiple)		21,8 x	121,1 x
Couverture par les bénéfices		3,3 x	0,5 x
Ratio dividendes / bénéfice		65,6 %	447,7 %
Couverture des dividendes (multiple)		4,2 x	2,4 x
Rendement des actions		3,0 %	3,8 %
Flux de trésorerie / dette		30,7 %	26,2 %

¹ Le rendement du capital investi pour 2007 exclut la charge d'impôts liée au Mexique.

Formules des ratios

Dette / capital investi = (dette à court terme + dette à long terme – encaisse et placements productifs d'intérêts) / (dette + titres privilégiés + participations sans contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires)

Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires = bénéfice net, déduction faite du gain sur les activités abandonnées / moyenne des soldes d'ouverture et de fermeture des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires

Rendement du capital investi = (bénéfice avant les participations sans contrôle et les impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne annuelle du capital investi

Valeur comptable par action = capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires / actions ordinaires en circulation

Ratio cours / bénéfice = cours de clôture de l'exercice écoulé / résultat de base par action tiré des activités poursuivies

Couverture par les bénéfices = (bénéfice net + impôt sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets + intérêts capitalisés)

Flux de trésorerie / dette totale = flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement / moyenne de deux ans de la dette totale

Ratio dividendes / bénéfice = dividendes / bénéfice net à l'exclusion du gain sur les activités abandonnées

Couverture des dividendes = flux de trésorerie d'exploitation / dividendes sur actions ordinaires

Rendement des actions = dividende par action ordinaire / cours de clôture de la période écoulée

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, au cours duquel un groupe électrogène peut produire de l'électricité, peu importe s'il le fait réellement ou non.

BTU (British Thermal Unit) – Mesure de l'énergie. Quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit une livre d'eau lorsque la température de l'eau est d'environ 39,2 degrés Fahrenheit.

Capacité – Capacité de charge continue nominale du matériel électrogène, exprimée en mégawatts.

Déclasser – Abaisser la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité.

Gigawatt – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Consommation spécifique de chaleur – Mesure de la conversion, exprimée en BTU/MW, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

Mégawatt – Unité de puissance électrique valant 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

Capacité maximale nette – Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'un groupe électrogène ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et des besoins auxiliaires.

Marge électricité-combustible – Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du combustible, par MW.



TransAlta Corporation

Box 1900, Station «M»
110 – 12th Avenue S.W.
Calgary (Alberta) Canada T2P 2M1

Téléphone

403-267-7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station
Toronto (Ontario) Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1-800-387-0825
De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416-643-5500

Télexcopieur

416-643-5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Michael Lawrence
Conseiller principal, Relations avec les médias

Téléphone

403-267-7330

Courriel

media_relations@transalta.com

Investisseurs

Jennifer Pierce, MA, MBA
Directrice, Relations avec les investisseurs

Téléphone

1-800-387-3598 au Canada et aux États-Unis
ou 403-267-2520

Télexcopieur

403-267-2590

Courriel

investor_relations@transalta.com